

## مطالعه ژئوشیمیایی گاز و میعانات گازی مخازن دالان و کنگان

احمد رضا ربانی<sup>۱\*</sup>، محمد حسین صابری<sup>۲</sup>

۱- استاد، دانشکده مهندسی نفت دانشگاه صنعتی امیرکبیر

۲- استادیار، دانشگاه سمنان

(دریافت ۱۳۹۴/۰۲/۲۲، پذیرش ۱۳۹۴/۰۴/۲۲)

### چکیده

مطالعه ژئوشیمیایی ۲۳ نمونه گاز و میعانات گازی مخازن دالان و کنگان متعلق به ۱۲ میدان در محدوده فارس ساحلی و بخش مرکزی خلیج فارس نشان می‌دهد، مواد آلی منشا گازهای موجود در این مخازن از نوع دریایی (کروژن نوع II) است که در دمای بین ۱۵۰ الی ۱۸۰ درجه سانتی‌گراد در اثر شکست حرارتی نفت به گاز تولید شده‌اند. گازهای موجود در میادین واقع در نواحی جنوبی‌تر در مقایسه با سایر میادین دارای بلوغ کمتر هستند که این نکته در کنار کشف نفت در چندسال اخیر در این نواحی مانند نفت سبک میادین عسلویه شرقی و خیام نشان دهنده نفت‌های اولیه باقی‌مانده در این مخازن است که در سایر مخازن به علت افزایش حرارت مخزن به گاز تبدیل شده‌اند. سنگ مادر مولد گازهای موجود در مخازن کنگان و دالان در منطقه مورد مطالعه در محدوده بلوغ ۱/۱ تا ۱/۸ انعکاس ویتروینایت معادل قرار دارد. با توجه به میزان قابل توجه موادآلی در سازند سرچاهان و شباهت منحنی ایزوتوپی مواد آلی این سازند با منحنی ایزوتوپی کندانست و نفت مخازن دالان و کنگان، سازند سرچاهان می‌تواند مهمترین گزینه سنگ مولد مخازن گازی منطقه باشد، البته شواهدی از مشارکت افق‌های شیلی سازند کنگان در زایش بخشی از گاز موجود در افق‌های دالان فوقانی و کنگان دیده می‌شود.

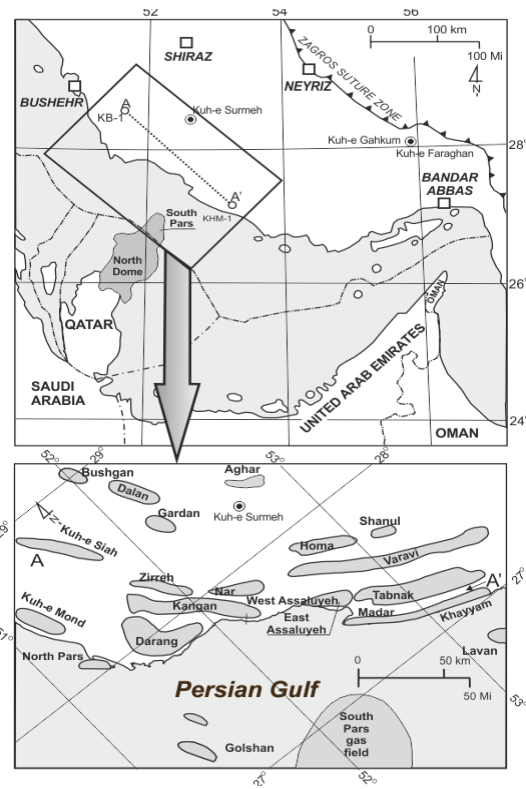
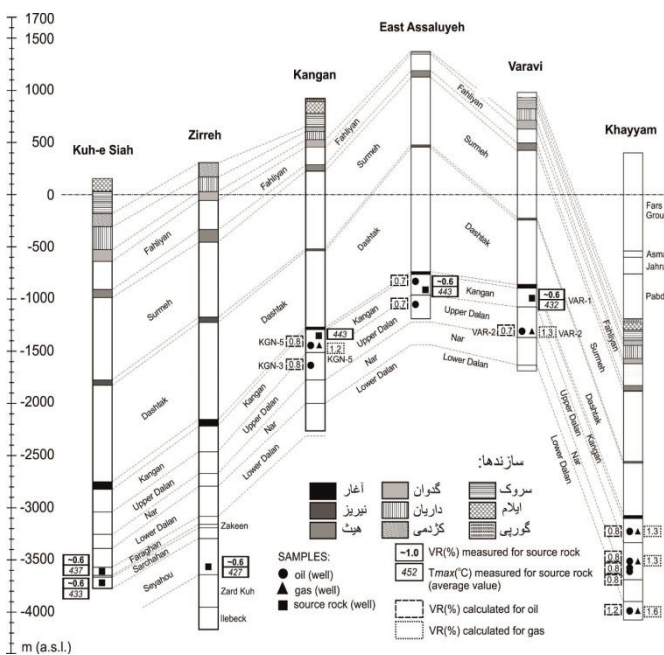
### کلمات کلیدی

دالان و کنگان، ترموژنیک، سرچاهان، شکست حرارتی.

۱- مقدمه

گاز مخازن پرموتریاس جنوب ایران عمدتاً از شیل‌های سازند سرچاهان غنی از ماده آلی و مواد رادیواکتیو با سن سیلورین زیرین منشا گرفته است [۴-۱]. میداین گازی فارس ساحلی و خلیج فارس توسط افراد مختلف از جمله کشفی [۵] در سال ۱۹۹۲، گالیمف و ربانی [۲] در سال ۲۰۰۱، آلی و رحیم‌پور [۶] در سال ۲۰۰۶، بردانف [۷] در سال ۲۰۰۸، ربانی [۱] در سال ۲۰۱۳، صابری و ربانی [۳] در سال ۲۰۱۵ و صابری و همکاران [۴] در سال ۲۰۱۶ مورد مطالعه قرار گرفتند. افرادی مانند کشفی و بردانف صرفاً به مطالعه زمین‌شناسی میداین منطقه پرداختند، سایر مطالعات نیز عمدتاً محدود به مطالعه ژئوشیمیایی تعداد خاص از میداین گازی استان فارس و خلیج فارس بوده است. در مطالعه حاضر گاز و میعانات گازی مخازن منطقه فارس ساحلی و خلیج فارس (شکل ۱) مورد مطالعه و بررسی ژئوشیمیایی قرار گرفته و تلاش شده است انطباق ژئوشیمیایی به منظور یافتن سازند مولد آن‌ها انجام پذیرد. در شکل شماره ۲ انطباق سازندهای موجود در میداین مورد مطالعه آورده شده است.

ذخایر گاز قابل برداشت ایران حدود ۹۷۴ تریلیون فوت مکعب (بیش از ۳۳ تریلیون متر مکعب) است و بعد از روسیه با ذخیره ۱۶۸۰ تریلیون فوت مکعب، مقام دوم جهان را به خود اختصاص داده است. اکثر میداین گازی ایران در جنوب کشور قرار دارند. بیش از ۹۰ درصد از ذخایر اثبات شده گاز طبیعی ایران در مخازن پرمو-تریاس گروه دهرم قرار دارند. این گروه شامل سازندهای دالان و کنگان با سنگ‌شناسی کربناته-دولومیتی و افق‌هایی از رسوبات تبخیری است. بخش تبخیری-انیدریتی نار باعث مجزا شدن مخازن کنگان و دالان فوقانی از دالان تحتانی شده است. معادل این گروه در جنوب خلیج فارس آهک‌های شلفی خوف است. وسعت قابل توجه، ساختار شکافدار، وجود سنگ پوشش تبخیری مناسب، قرارگیری در عمق و دمای مطلوب، وجود افق‌های غنی از مواد آلی و هم چنین وجود ساختارهای تله‌ای، شرایطی را به وجود آورده است که بیش از ۳۰ درصد از مخازن گاز طبیعی جهان در این سازندها قرار می‌گیرد. مقادیر ترش‌شدگی در این مخازن از صفر تا ۳۰ درصد متغیر است. مطالعات نشان می‌دهد



شکل ۱: موقعیت میداین گازی و میداین مورد مطالعه در فارس ساحلی و خلیج فارس

شکل ۲: انطباق سازندهای زمین‌شناسی به همراه عمق و مقادیر بلوغ اندازه‌گیری شده آنها در میداین مورد مطالعه (موقعیت میداین در شکل ۱ مشخص شده است).

## ۲- تکنیک‌های آنالیز

گاز مخازن کنگان، دالان فوقانی و دالان تحتانی متعلق به میداین مدار، تابناک، خیام، نار، کنگان، دالان، وراوی، آغار، شانول، هما، سفید زاخور و پارس جنوبی مورد بررسی دقیق ژئوشیمیایی قرار گرفتند.

برای بررسی ترکیب شیمیایی گاز از دستگاه کروماتوگراف گاز مدل Agilent استفاده شد. برای آنالیز گاز از ستون پر شده از یک فاز ساکن و برای نمونه‌های مایع از ستون‌های مویین استفاده می‌شود. نمونه‌های گاز و میعانات گازی مورد آنالیز در حجم مشخص در محل تزریق به دستگاه، به درون یک گاز حامل (فاز متحرک؛ که معمولاً هلیوم یا نیتروژن است)، تزریق می‌شود و ترکیبات موجود در نمونه با درجات مختلف جذب فاز ساکن می‌شوند. هر چه میزان جذب یک ترکیب گازی بیشتر باشد، جابه‌جایی آن در ستون با تاخیر بیشتری همراه است و ترکیبات مختلف موجود در گاز و میعانات گازی از یکدیگر جدا می‌شوند و به صورت یک پیک در زمان‌های مختلف آشکار می‌شوند. برای مطالعه ترکیبات هیدروکربوری میعانات گازی از دستگاه کروماتوگراف گازی- طیف‌سنج جرمی Agilent 7890A- MS-1200 استفاده شد که بر اساس جداسازی مولکول‌های یونیزه در اثر انحراف در یک میدان مغناطیسی عمل می‌کند. میزان این انحراف تابعی از نسبت جرم مولکولی به بار الکتریکی است.

آنالیز ایزوتوپی کربن نمونه‌های گاز و میعانات گازی با استفاده از دستگاه طیف‌سنج جرمی مدل Finnigan Delta Plus mass spectrometer به روش استاندارد انجام گرفت.

## ۳- مطالعه ژئوشیمیایی گاز مخازن

مشخصات ترکیبات موجود در گاز مخازن مورد مطالعه ایران به همراه عمق زون تولیدی این مخازن در جدول ۱ درج شده است.

## ۳-۱- مطالعات ایزوتوپی

ترکیب شیمیایی نمونه‌های گازی میداین مورد مطالعه در جدول ۱ ارایه شده است.

از طریق داده‌های ایزوتوپی می‌توان فرآیندهای موثر در تشکیل ترکیبات گازهای هیدروکربوری و غیر هیدروکربوری را شناسایی کرد. با استفاده از نمودار برنارد و همکاران [۸]

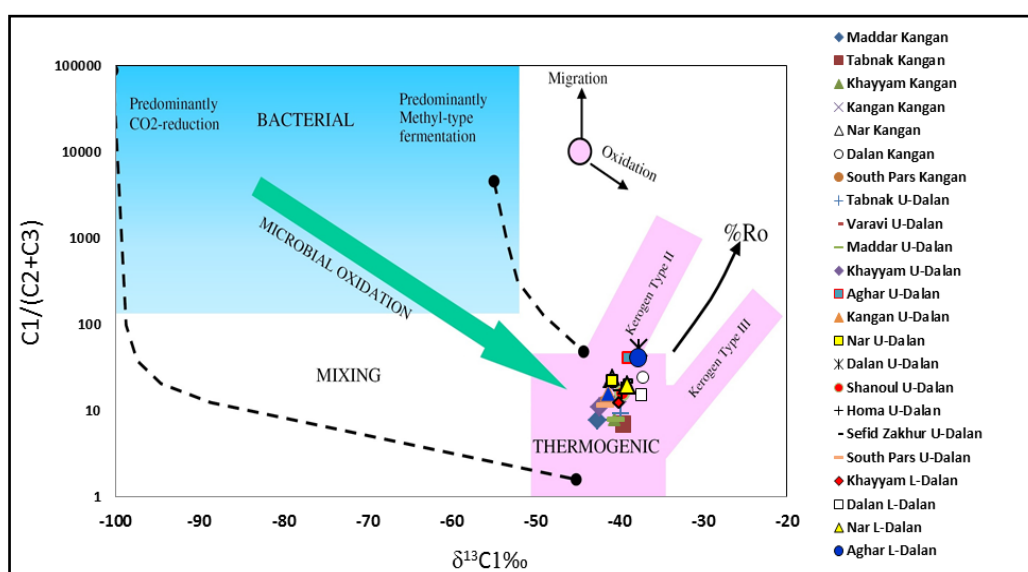
که بر اساس نسبت  $(C1/C2+C3)$  به مقادیر ایزوتوپی کربن متان ( $\delta^{13}C-CH_4$ ) ترسیم شده است می‌توان مکانیزم تشکیل گاز را مورد بررسی قرار داد (شکل ۳).

برنارد بر اساس مقادیر ایزوتوپی گاز متان و نسبت فراوانی ترکیبات مختلف گازی توانست منشأ گاز و نوع مواد آلی مولد گاز را مشخص کند. موقعیت گازهای مورد مطالعه بر اساس میزان مقادیر ایزوتوپی متان و نسبت فراوانی ترکیبات مختلف در دیاگرام برنارد نشان می‌دهد که گازهای مخازن مورد مطالعه از نوع ترموژنیک بوده و در طول کاتاژنز در نتیجه تحول حرارتی مواد آلی غالباً از کروژن‌های تیپ دو (ساپروپلی) II به همراه مقادیر اندکی از کروژن‌های تیپ III (هومیک) به وجود آمده‌اند و هیچ‌گونه اختلاطی در آن‌ها با گازهای بیوژنیک که در اعماق کم و در نتیجه فعالیت میکروبی شکل می‌گیرد، دیده نمی‌شود. مواد آلی هومیک در شرایط حرارتی و عمق کمتری در مقایسه با مواد آلی دریایی (ساپروپلی) بالغ شده و زودتر هیدروکربور تولید می‌کنند. عدم اختلاط گازهای مورد مطالعه با گازهای بیوژنیک به وسیله نمودار زیر نیز تایید می‌شود (شکل ۴).

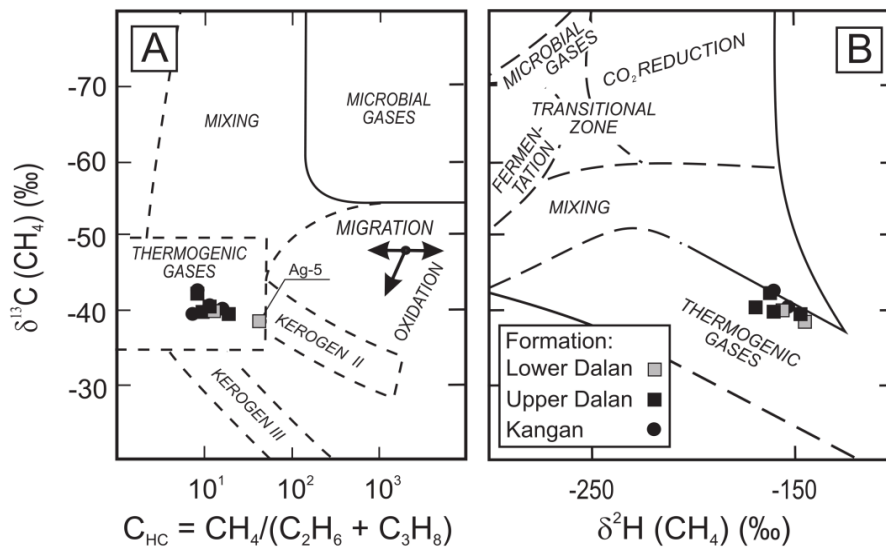
ویتیکار [۹] روش دیگری بر اساس نسبت ایزوتوپی هیدروژن متان (دوتریوم) و نسبت ایزوتوپی کربن متان تعریف کرد. این روش بر اساس تعیین منشأ متان موجود در نمونه‌های گازی استوار است زیرا متان با منشأ باکتریایی از نظر ایزوتوپ کربن و هیدروژن در مقایسه با گازهای ترموژنیک سبک‌تر است و ترکیب ایزوتوپی گازهای ترموژنیک با افزایش عمق سنگین‌تر می‌شود. ویتیکار گازهای بیوژنیک را در دو دسته قرار داد. گروه اول گازهای بیوژنیک حاصل احیای دی‌اکسید کربن و گروه دوم گازهای بیوژنیک حاصل تخریب میکروبی ترکیبات آلی، در گروه اول نسبت ایزوتوپی هیدروژن متان در مقایسه با گازهای ترموژنیک تفاوت چندانی ندارد و تنها از نظر ایزوتوپ کربن کاهش قابل توجهی مشاهده می‌شود ولی در گروه دوم نسبت ایزوتوپی کربن و هیدروژن متان دچار افت می‌شود (شکل ۵). همان‌طور که در این دیاگرام‌ها مشاهده می‌شود منشأ گازهای مورد مطالعه ترموژنیک است.

جدول ۱: ترکیب شیمیایی گاز موجود در مخازن گازی ایران

Field	Reservoir	CH4	C2H6	C3H8	iC4	nC4	iC5	nC5	C6+	N2	CO2	He	H2S
Maddar	Kangan	81.44	7.25	3.06	0.56	0.93	0.32	0.25	0.66	3.07	2.47	0	n.a.
Tabnak	Kangan	74.29	6.6	3.89	1.16	1.59	0.79	0.56	1.89	2.48	5.87		n.a.
Khayyam	Kangan	86.74	5.57	2.17	0.46	0.7	0.27	0.22	0.5	2.18	1.19	0	n.a.
Kangan	Kangan	85.37	4.03	1.41	0.33	0.44	0.22	0.14	0.51	6.06	1.48	0.048	0.005
Nar	Kangan	86.3	2.7	1	0.35	0.43		1.9		5.9	1.4	0.08	0.06
Dalan	Kangan	84.21	2.23	1.23	0.15	0.32	0.68	0.66	1.25	3	2	n.a.	n.a.
South Pars	Kangan	85.38	5.16	1.82	0.37	0.41	0.21	0.35	0.64	3.45	2.02	n.a.	0.23
Tabnak	U-Dalan	82.64	5.96	2.84	0.89	1.3	0.69	0.5	1.56	2.36	1.26	0.01	n.a.
Varavi	U-Dalan	88.28	3.66	1.19	0.34	0.42	0.29	0.2	1.28	3.43	0.91	0	n.a.
Maddar	U-Dalan	81.97	7.25	3.03	0.52	0.82	0.24	0.19	0.3	3.2	2.48	0	n.a.
Khayyam	U-Dalan	86.6	6.03	1.84	0.35	0.49	0.15	0.11	0.03	2.45	1.87	0.03	n.a.
Aghar	U-Dalan	88	1.65	0.49	0.2	0.35	0.22	0.5	0.67	3.4	2	2.6	0.001
Kangan	U-Dalan	85.9	3.91	1.45	0.39	0.71	0.41	0.26	0.44	5	1.4	0.04	0.009
Nar	U-Dalan	86.8	2.93	1.02	0.25	0.42	0.49	0.67	1.03	4	2.5	0.042	0.01
Dalan	U-Dalan	87.36	0.89	0.75	0.57	0.33	0.22	0.87	0.83	1.16	7	n.a.	0.002
Shanoul	U-Dalan	86	3.93	1.4	0.39	0.54	0.3	0.91	0.99	2	2	n.a.	n.a.
Homa	U-Dalan	85.06	3.57	1.37	0.32	0.47	0.51	0.33	1	3	2	n.a.	n.a.
Sefid Zakhur	U-Dalan	85.69	2.86	0.97	0.29	0.36	0.43	0.69	0.52	3	2	n.a.	n.a.
South Pars	U-Dalan	85.5	5.45	1.83	0.39	0.59	0.2	0.26	0.96	2.62	2.1	n.a.	0.08
Khayyam	L-Dalan	86.65	5.38	1.64	0.43	0.44	0.23	0.13	0.42	0.93	3.74	0	n.a.
Dalan	L-Dalan	88.71	5	0.72	0.39	0.37	0.21	0.89	0.64	2	1	n.a.	0.002
Nar	L-Dalan	86	3.27	1.08	0.38	0.42	0.47	0.37	0.7	6	1.6	0.33	0.05
Aghar	L-Dalan	86.59	1.703	0.3822	0.111	0.16	0.083	0.07	0.04	9	1.3	0.06	0.002



شکل ۳: نمودار مقادیر ایزوتوپی متان در مقابل نسبت گاز متان به مجموع اتان و پروپان [۵] (مقادیر نمونه‌های گازی میادین مورد مطالعه در محدوده ترموزنیک قرار می‌گیرند).



شکل ۴: موقعیت نمونه‌ها در نمودار ایزوتوپی گاز نشان دهنده منشأ ترموژنیک و عدم اختلاط با گاز بیوژنیک می‌باشد

فرآیندهای ثانویه باشد که بر روی گاز مربوط به دالان پایینی اتفاق افتاده است یا به علت بلوغ بیشتر سنگ مادر در هنگام تولید آن باشد. این فرآیندها سبب سنگین‌تر شدن ترکیب ایزوتوپ کربن اتان و پروپان می‌شود. گازهای تولید شده در مرحله کاتناژز که گاز ترموژنیک نامیده می‌شوند، غالباً دارای دو مکانیزم در فرآیند تشکیل به شرح زیر هستند:

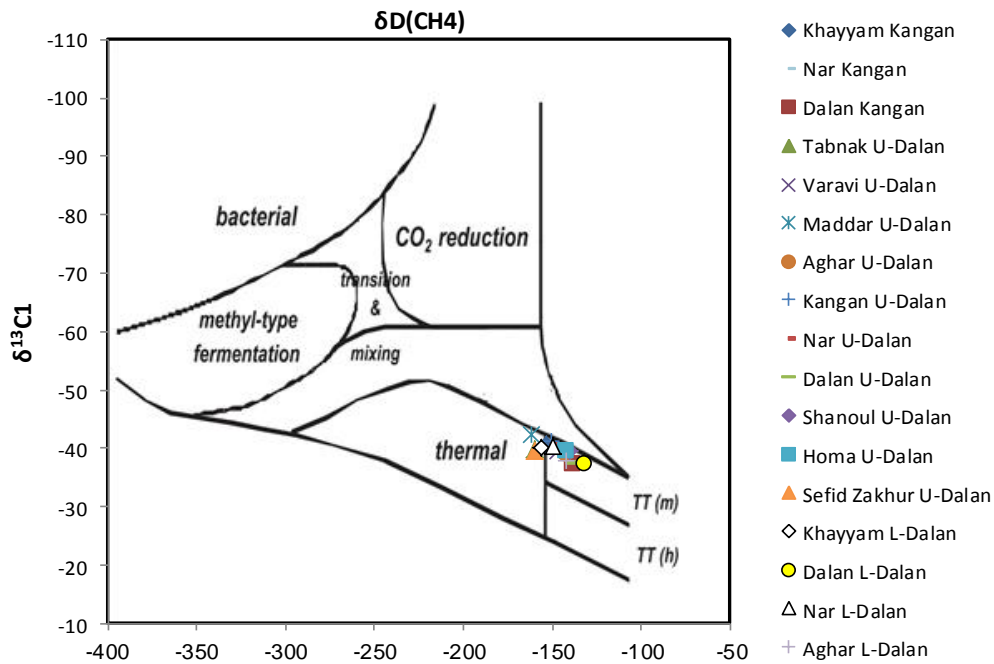
- ۱- حاصل کراکینگ مواد آلی و تولید مستقیم از کروژن
- ۲- حاصل کراکینگ ترکیبات هیدروکربوری مانند نفت که در مراحل قبلی تشکیل شده‌اند.

لورانت و همکاران [۱۱] با استفاده از میزان تفاضل ایزوتوپی اتان و پروپان نسبت به درصد مولی آن‌ها نوع کراکینگ موثر در تشکیل ترکیبات گازی را مورد بررسی قرار دادند (شکل ۶). در این نمودار تفاضل ترکیب ایزوتوپی اتان و پروپان ( $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ ) نسبت به فراوانی نسبی آن‌ها ( $C_2/C_3$ ) رسم می‌شود. افزایش کراکینگ هیدروکربن باعث می‌شود تا مقدار اتان در مخزن نسبت به پروپان افزایش یابد و به عبارت دیگر سبب تهی شدن مخزن از پروپان می‌شود. این امر خود نیز منجر به افزایش تفاضل ( $\delta^{13}C_2 - \delta^{13}C_3$ ) می‌شود. همانطور که در شکل ۷ دیده می‌شود بخش عمده گاز موجود در مخازن گروه دهرم منشأ ثانویه دارند و در نتیجه کراکینگ نفت قبلی، در طول افزایش عمق تدفین و حرارت مخزن تشکیل شده‌اند.

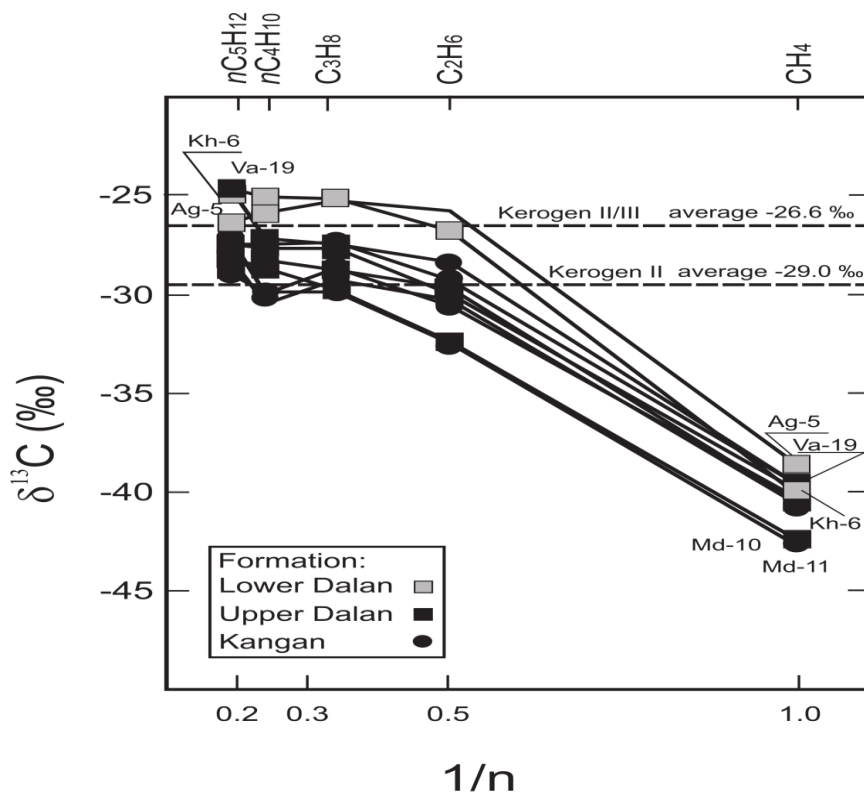
ترکیب ایزوتوپ هیدروژن گاز مشتق شده از مواد آلی دریایی (کروژن‌های تیپ I و II) در مقایسه با مواد آلی خشکی سبک‌تر است. مشارکت مواد آلی خشکی (کروژن‌های تیپ III) سبب سنگین‌تر شدن ترکیب ایزوتوپی هیدروژن گاز می‌شود. هم‌چنین محیط رسوبی مواد آلی یکی از کنترل‌کننده‌های ترکیب ایزوتوپی هیدروژن متان است. از محیط آب شیرین- لب شور- به سمت شور و خیلی شور ترکیب ایزوتوپی هیدروژن متان به تدریج سنگین‌تر شده و به طور متوسط به شکل رابطه ۱ تغییر می‌کند [۱۰].

$$\text{‰} (-273) \rightarrow (-221) \rightarrow (-209) \rightarrow (-196) \rightarrow (-161) \quad (1)$$

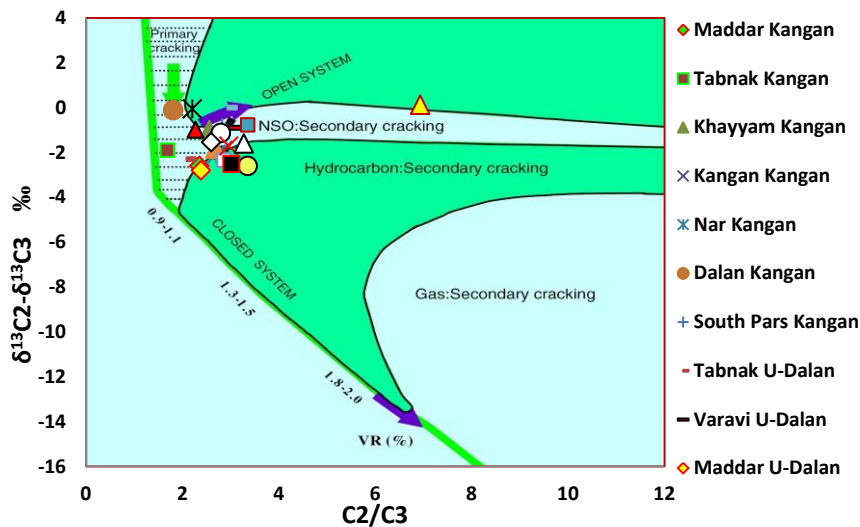
ترکیب ایزوتوپی هیدروژن گاز متان مخازن مورد مطالعه حدود ۱۵۰ ‰- است که حکایت از یک محیط دریایی لب شور تا شور دارد و مواد آلی مولد عمدتاً از نوع II است ولی حضور و مشارکت کروژن‌های تیپ III را نیز تایید می‌کند. چونگ و همکاران برای تعیین منشأ و انطباق مخازن گاز از نموداری که در آن مقدار ایزوتوپی متان نسبت به معکوس تعداد کربن ترکیبات گازی رسم می‌شود، استفاده کردند (شکل ۶). در این نمودار مشاهده می‌شود که روند نمودار برای تمام نمونه‌ها تقریباً یکسان است. این موضوع نشان دهنده وجود منشأ یکسان برای تمام نمونه‌ها است. در این نمودار بین نمونه‌های مربوط به مخزن دالان پایینی و نمونه‌های مربوط به مخازن دالان بالایی و کنگان مقداری اختلاف مشاهده می‌شود. این اختلاف ممکن است در اثر



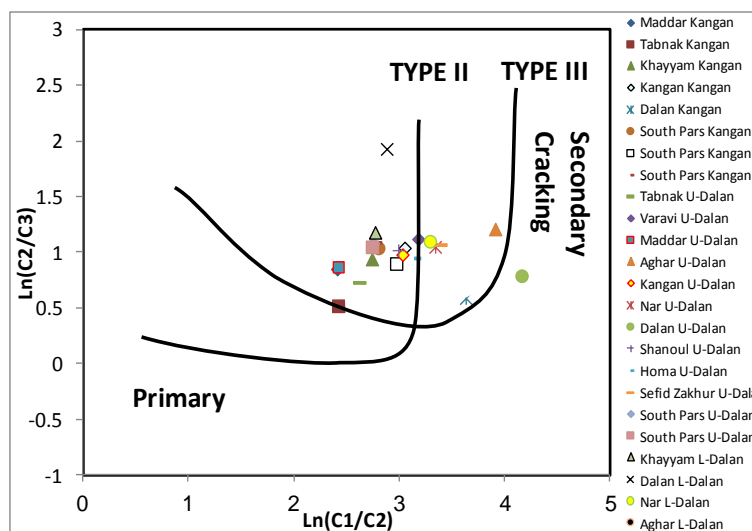
شکل ۵: نمودار ایزوتوپی کربن و هیدروژن متان برای شناسایی منشأ گاز (گازهای مورد مطالعه دارای منشأ ترموزنیک بوده و از مواد آلی ساپروپلی نشأت گرفته‌اند [۳]).  $TT[m]$  = گاز خشک دمای بالا (کروژن حاوی ساپروپل‌های دریایی)؛  $TT[h]$  = گاز خشک دمای بالا (کروژن حاوی مواد هومیک خشکی)



شکل ۶: نمودار مقادیر ایزوتوپی کربن نمونه‌های گازی نسبت به معکوس تعداد اتم‌های کربن



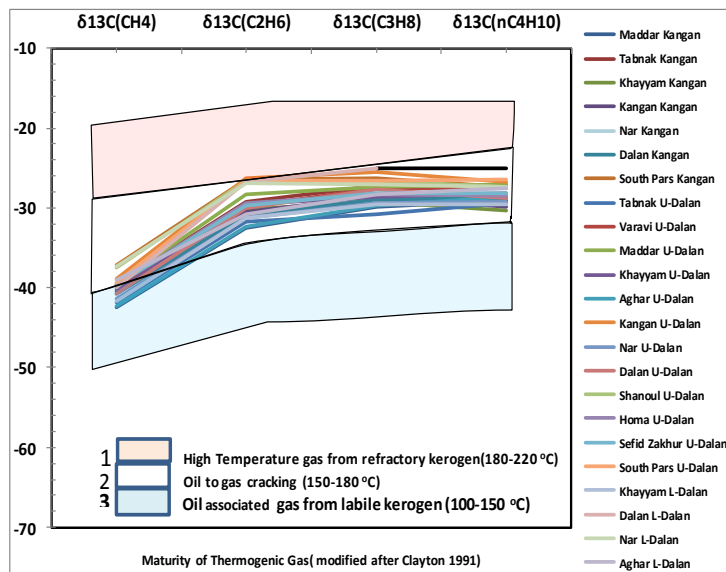
شکل ۷: نمودار شماتیک لورانت برای شناسایی رخدادهای مؤثر در تشکیل گاز در طی کراکینگ حرارتی [۸]



شکل ۸: نمودار لگاریتم طبیعی نسبت فراوانی اتان به پروپان در برابر لگاریتم طبیعی نسبت متان به اتان

گازها و شناسایی نوع کراکینگ استفاده کرد، نمودار لگاریتم طبیعی نسبت فراوانی اتان به پروپان در برابر لگاریتم طبیعی نسبت متان به اتان است (شکل ۸). همانطور که در این دیاگرام مشاهده می‌شود، تاثیر شکست اولیه بر روی نمونه‌های مورد مطالعه بسیار اندک است و بخش عمده گاز مخازن میادین مورد مطالعه در اثر شکست ثانویه هیدروکربورهای دیگر تولید شده‌اند. بر اساس نمودار کلیتون [۱۲] کلیه نمونه‌های گازی میادین مورد مطالعه حاصل کراکینگ نفت در محدوده حرارتی ۱۵۰ تا ۱۸۰ درجه است (شکل ۹).

در نمودار ۷ مشاهده می‌شود که نمونه‌های گازی مخازن مورد مطالعه، از شکست حرارتی هیدروکربورها<sup>۱</sup> حاصل شده‌اند. توجه شود که این نمودار بر این اصل استوار است که با افزایش درجه حرارت، ترکیبات دارای تعداد کربن بالا به ترکیبات با تعداد کربن پایین‌تر شکسته می‌شود و همچنین در این شکست، اجزایی که از نظر ایزوتوپی سبکتراند زودتر از ترکیباتی که از نظر ایزوتوپی سنگین‌تر هستند، شکسته می‌شود، به عبارت دیگر با افزایش درجه حرارت، میزان اتان در مقابل پروپان و اختلاف نسبت ایزوتوپی آن‌ها افزایش می‌یابد. از دیگر نمودارهایی که می‌توان به منظور تعیین ژنتیک



شکل ۹: تخمین مچوریتی و منشاء گازهای مورد مطالعه بر اساس نمودار کلیتون ۱۹۹۱

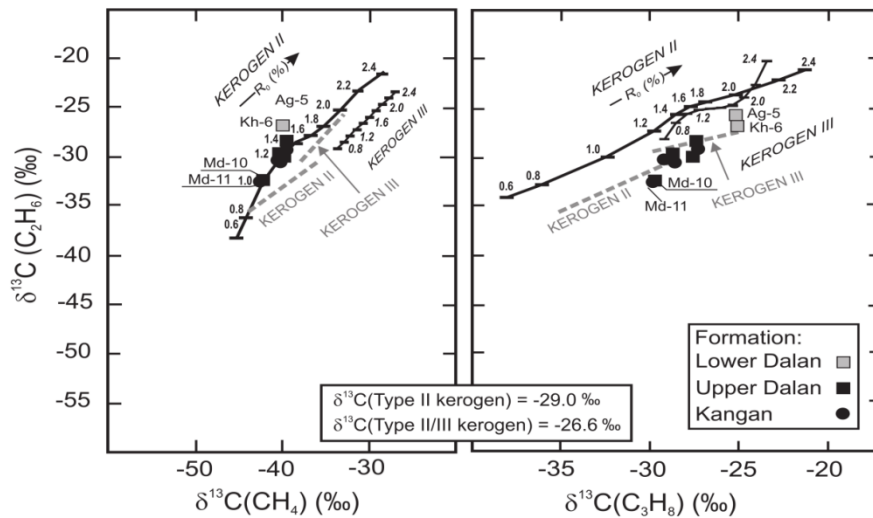
در تعدادی از میادین از جمله میادین حاشیه شمالی خلیج فارس همانند میدان عسلویه شرقی، خیام که در این نمودار دارای بلوغ پایینی است، در سالیان اخیر مقادیر قابل توجهی نفت کشف شده است. این نفت می‌تواند باقی‌مانده نفت اولیه‌ای باشد که در نتیجه کراکینگ آن، گازهای فعلی به وجود آمده‌اند. گاز موجود در این میادین می‌تواند حاصل کراکینگ اولیه کروژن باشد که به همراه نفت تولید شده است. ترکیبات گازی حاصل از کراکینگ اولیه، در مقایسه با گاز حاصل از کراکینگ ثانویه نفت دارای مقادیر ایزوتوپی سبک‌تری است. با توجه به میزان پایین بلوغ در گاز میدان مدار احتمال وجود نفت در مخازن این میدان نیز بعید نیست. در نمودار مربوط به نسبت ایزوتوپی متان و پروپان بر حسب نسبت ایزوتوپی کربن اتان (شکل ۱۰)، مشاهده می‌شود که سنگ منشا مولد گازهای خلیج فارس و ناحیه فارس ساحلی دارای درجه تحول ماده آلی (انعکاس ویتربینایت) در حدود ۱/۱ تا ۱/۸ درصد است که نتایج نمودار قبل (نمودار برنر) را تایید می‌کند.

گاز مخازنی مانند کنگان و دالان فوقانی در میادین مدار، خیام، پارس جنوبی و کنگان کمترین میزان بلوغ را دارند و در مراحل ابتدایی گاززایی از سنگ مادر حاصل شده‌اند. در حالیکه گاز مخازن دالان تحتانی در میادین خیام، آغار و دالان و هم‌چنین دالان فوقانی در میادین آغار و سفید زاخور بیشترین میزان بلوغ را نشان داده‌اند و در مراحل انتهایی‌تر بلوغ سنگ مادر حاصل شده‌اند.

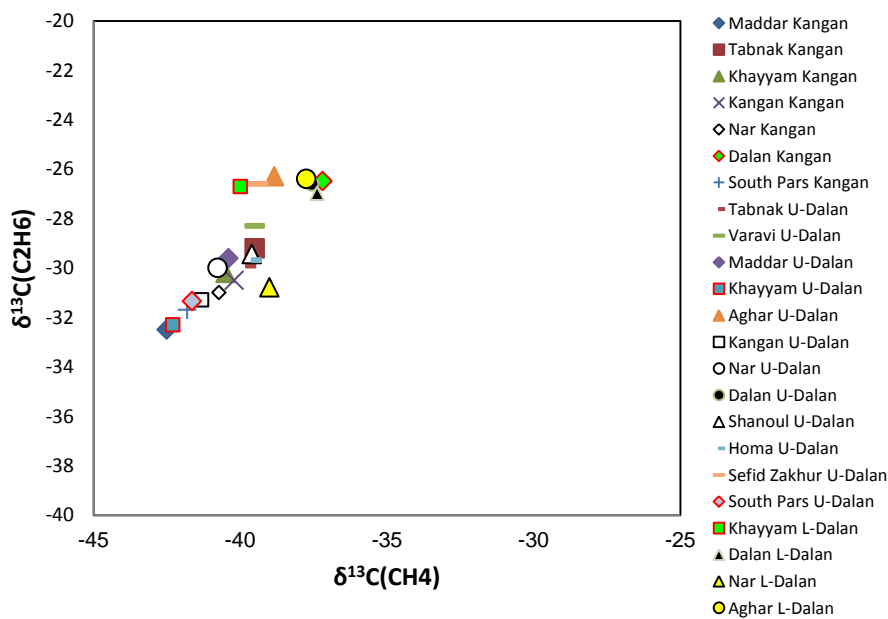
ترکیب ایزوتوپ کربن گاز متان و هم‌چنین همولوگ‌های سنگین‌تر از آن با میزان درجه تحول مواد آلی ( $R_0$ ) مولد گاز دارای رابطه منطقی است. این ارتباط برای مواد آلی دریایی و مواد آلی با منشا خشکی (هومیک) متفاوت است.

ارتباط بین  $\delta^{13}C_1-R_0$  در مواد آلی نوع دریایی برابر با  $\delta^{13}C_1=14.8*\text{Log}R_0-41\%$  و در مواد آلی خشکی  $\delta^{13}C_1=8.6*\text{Log}R_0-28\%$  است که علت اصلی اختلاف موجود برای گازهای با منشا خشکی و دریایی مربوط به تفاوت مقادیر انرژی اکتیواسیون تشکیل گاز از مواد آلی تیپ ساپروپلی و تیپ هومیک است [۱۰]. بر اساس روابط فوق با داشتن مقادیر ایزوتوپی گازمتان می‌توان میزان بلوغ یا مقدار انعکاس ویتربینایت سنگ مولد گاز را محاسبه کرد که این امر در شناسایی سنگ مادر مولد گاز کمک بسیار موثری است. در دیاگرام برنر و فابر (۱۹۹۶) که بر اساس ترکیب ایزوتوپی گاز متان- اتان و اتان- پروپان و ارتباط آن‌ها با مقادیر  $R_0$  مواد آلی مولد گاز ترسیم شده است (شکل ۱۰) نشان می‌دهد که گازهای موجود در سازند میادین مورد مطالعه از سنگ مادری با محدوده متفاوتی از بلوغ (درصد  $R_0$  ۱/۱ تا ۱/۸) در طول تدفین سنگ مادر حاصل شده است. این میزان بلوغ در سازندی مانند سرچاهان دیده می‌شود. با توجه به میزان مواد آلی بالا در سازند سرچاهان و شباهت منحنی ایزوتوپی مواد آلی این سازند با منحنی ایزوتوپی کندانست و نفت مخازن دالان و کنگان، می‌تواند مهم‌ترین گزینه سنگ مولد مخازن گازی منطقه باشد [۱،۳].





شکل ۱۰: نمودار ارتباط ترکیب ایزوتوپی گاز متان، اتان و پروپان، با میزان بلوغ و مچوریتی ( $R_0$ ) سنگ مادر مولد گاز (بر اساس این نمودار می‌توان درجه بلوغ و نوع کروژن تولید کننده گاز را تعیین نمود).

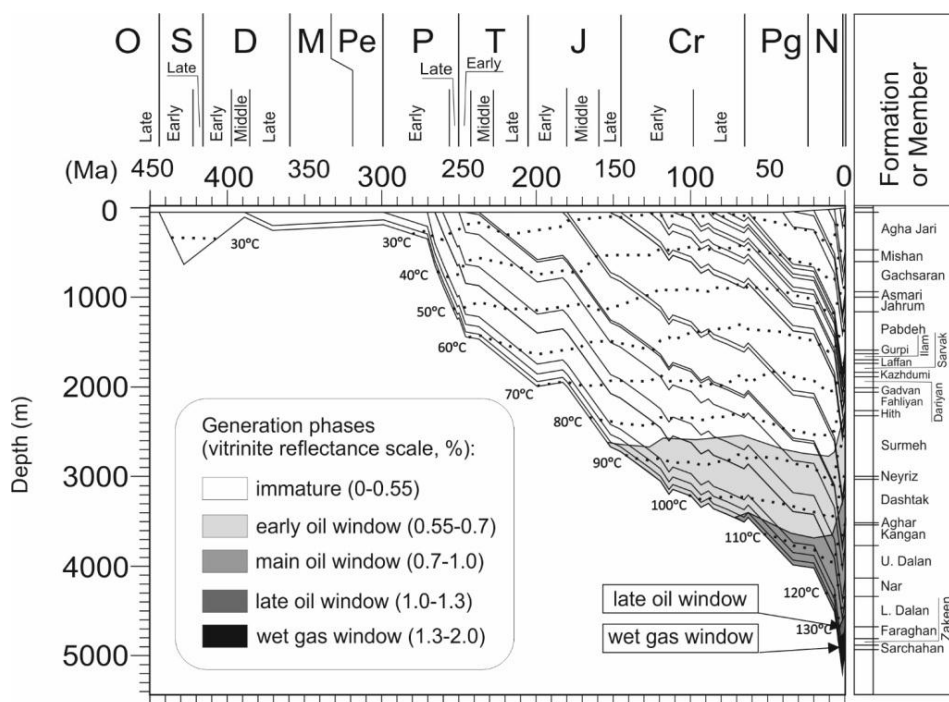


شکل ۱۱: مقایسه میزان بلوغ سنگ مادر مولد گاز بر اساس مقدار ترکیب ایزوتوپ کربن متان و اتان

#### ۴- بازسازی تاریخچه تدفین

بر اساس بازسازی یک بعدی تاریخچه تدفین سازندهای میدان گازی خیام در شرق منطقه مورد مطالعه به وسیله نرم افزار پترومد، بلوغ حرارتی سازند سرچاهان در محدوده پنچره گاز تر ( $R_0$  2-1.3) قرار دارد (شکل ۱۲). در اواخر کرتاسه این سازند وارد فاز اصلی پنچره نفتی ( $R_0$  1-0.7) شده و از اوایل پلیوسن در عمق بیش از ۴۵۰۰ متر وارد فاز پنچره زایش گاز تر شده است.

بر اساس ترکیب ایزوتوپی کربن گازهای متان و اتان می‌توان بلوغ گازهای مورد مطالعه را مورد مقایسه قرار داد (شکل ۱۱). میزان بلوغ سنگ مادر مولد گازهای هیدروکربوری منطقه از سمت میادین واقع در جنوب (میدان پارس جنوبی) به سمت شمال (میادین آغار و دالان) افزایش می‌یابد.



شکل ۱۲: بازسازی یک بعدی تاریخچه تدفین سازندهای میدان گازی خیام در شرق منطقه مورد مطالعه

(جدول ۳) در محدوده ۲/۵- تا ۵- است و نشان دهنده بلوغ مواد آلی در محدوده کمتر از ۲ درصد  $R_o$  است و با مطالعات انجام گرفته بر اساس مقادیر ایزوتوپی ترکیبات گازهای هیدروکربوری نیز مطابقت دارد.

نیتروژن با منشا باکتریایی از نظر ایزوتوپی در مقایسه با نیتروژن با منشا ماگمایی، سبکتر است. در مخازن مورد مطالعه تصور نمی‌شود نیتروژن باکتریایی سهمی داشته باشد. هم چنین به علت ضعیف بودن فعالیت‌های ماگمایی در منطقه، نیتروژن ماگمایی نیز نقشی در این مخازن ندارد. بخش عمده نیتروژن در مخازن مورد مطالعه در نتیجه پیرولیز مواد آلی حاصل شده‌اند.

#### - دی اکسید کربن

دی اکسید کربن موجود در مخازن گازی منشاهای متعدد بیوژنیکی و غیر بیوژنیکی دارد. اکسیداسیون مواد آلی، دی کربوکسیلشن مواد لیپیدی، آلتراسیون میکروبی و ترموژنیکی مواد آلی، واکنش‌های تعادلی بین فلدسپات، رس و کانی‌های کربناته در سنگ مخزن‌های ماسه سنگی و کربناته، اکسیداسیون هیدروکربن، احیا حرارتی و هیدرولیز کانی‌های کربناته، احیا حرارتی سولفات و فعالیت‌های ولکانیکی از مهم‌ترین منابع تولید گاز دی اکسید کربن موجود در مخازن هیدروکربنی است [۱۵].

#### ۵- بررسی گازهای غیر هیدروکربوری در مخازن مورد مطالعه

##### - نیتروژن

مقادیر فراوانی ترکیبات غیر هیدروکربوری مخازن مورد مطالعه در جدول ۲ دیده می‌شود. میزان و ترکیب ایزوتوپی گاز نیتروژن مخازن مطالعه شده نشان می‌دهد که نیتروژن در این مخازن عمدتاً منشا آلی دارد و آثاری از نیتروژن اتمسفری نیز در مخازن دیده می‌شود. بر اساس مطالعات ژو<sup>۲</sup> و همکاران [۱۴] ترکیب ایزوتوپی نیتروژن ( $\delta^{15}N$ ) در مخازن گاز طبیعی ارتباط مستقیم با بلوغ مواد آلی ( $R_o$ ) موجود در رسوبات مولد آن گاز دارد. بر این اساس ارتباط بین ترکیب ایزوتوپی گاز نیتروژن و مقادیر انعکاس و پیتیریتایت ( $R_o$ ) به شرح جدول ۲ است:

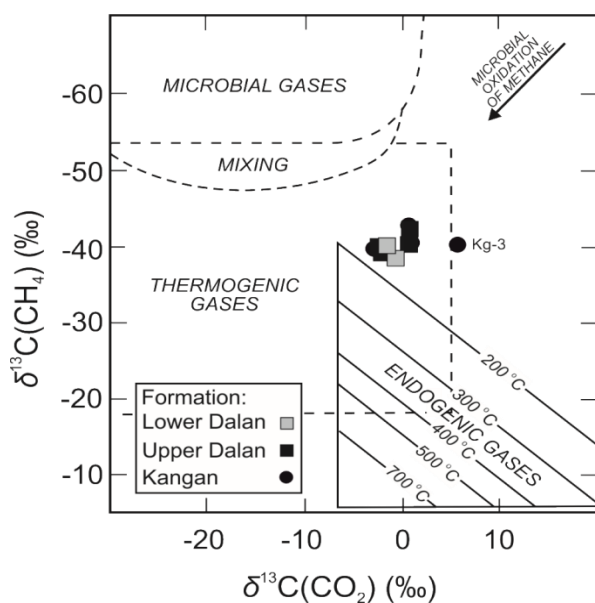
جدول ۲: ارتباط بین ترکیب ایزوتوپی گاز نیتروژن و مقادیر انعکاس و پیتیریتایت ( $R_o$ )

$R_o$	$\delta^{15}N$
< ۰/۶%	۱۹- تا ۱۰‰
۰/۶ تا ۲/۲%	۱۰- تا ۲-‰
> ۲%	۴+ تا ۱۸%+

ترکیب ایزوتوپی گاز نیتروژن مخازن گازی جنوب ایران

جدول ۳: درصد فراوانی گازهای غیر هیدروکربوری و ترکیب ایزوتوپی آنها در مخازن مورد مطالعه

Field	Reservoir	N <sub>2</sub> %	CO <sub>2</sub> %	HE%	H <sub>2</sub> S%	δ <sup>13</sup> C(CO <sub>2</sub> )‰	δ <sup>15</sup> N(N <sub>2</sub> )‰
Maddar	Kangan	3.07	2.47	0	n.a.	0.7	n.a.
Tabnak	Kangan	2.48	5.87		n.a.	-2.8	n.a.
Khayyam	Kangan	2.18	1.19	0	n.a.	1	-4.3
Kangan	Kangan	6.06	1.48	0	n.a.	5.6	-3.79
Nar	Kangan	5.9	1.4	0.08	0.06	-12	-3.16
Dalan	Kangan	3	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
South Pars	Kangan	3.45	2.02	n.a.	0.23	-16	n.a.
Tabnak	U-Dalan	2.36	1.26	0.01	n.a.	-2.3	-2.8
Varavi	U-Dalan	3.43	0.91	0	n.a.	-2	-3.6
Maddar	U-Dalan	3.2	2.48	0	n.a.	0.6	-3.8
Khayyam	U-Dalan	2.45	1.87	0.03	n.a.	0.7	-3.3
Aghar	U-Dalan	3.4	2	2.6	0.001	n.a.	n.a.
Kangan	U-Dalan	5	1.4	0.04	0.005	n.a.	-2.49
Nar	U-Dalan	3.5	2.5	0.08	0.01	-12	-4.05
Dalan	U-Dalan	1.16	7	n.a.	0.002	n.a.	n.a.
Shanoul	U-Dalan	2	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Homa	U-Dalan	3	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Sefid Zakhur	U-Dalan	3	2	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
South Pars	U-Dalan	2.62	2.1	n.a.	0.08	-15	-3.28
Khayyam	L-Dalan	0.93	3.74	0	n.a.	-1.6	-4.8
Dalan	L-Dalan	2	1	n.a.	0.002	n.a.	n.a.
Nar	L-Dalan	4	1.6	n.a.	0.05	-22	-5
Aghar	L-Dalan	9	1.3	0.06	0.002	n.a.	n.a.

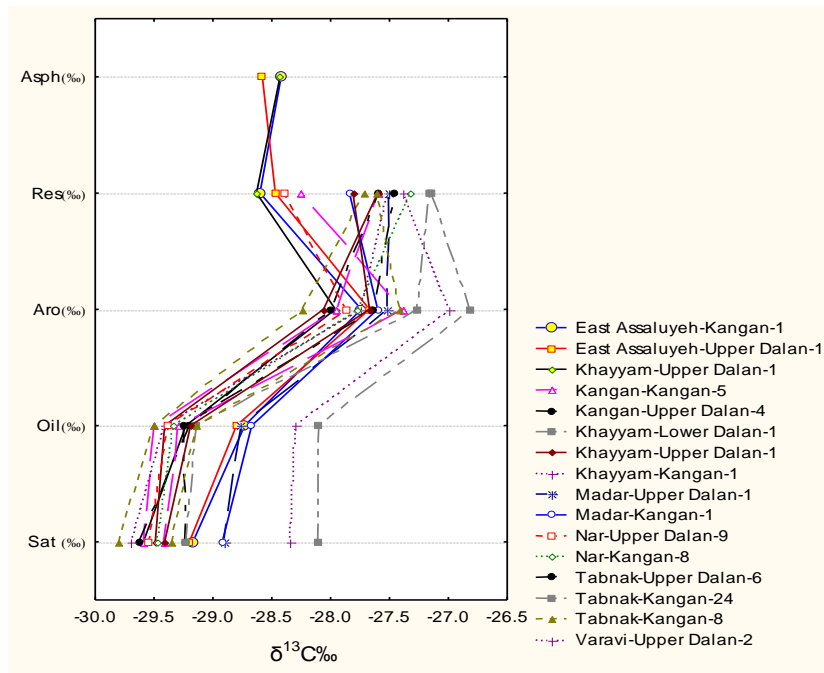


شکل ۱۳: ترکیب ایزوتوپ کربن متان در مقابل ترکیب ایزوتوپ کربن گاز دی اکسید کربن مخازن مورد مطالعه

در مخازن گازی مورد مطالعه میزان دی اکسیدکربن موجود در آنها از ۰/۹ تا ۵/۸۷ درصد متغیر است. ترکیب ایزوتوپ کربن گاز دی اکسیدکربن (CO<sub>2</sub>) δ<sup>13</sup>C موجود در مخازن گازی مورد مطالعه در محدوده ۵/۶ تا -۲۲ قرار دارد. این مقادیر نشان دهنده منشا ترموژنیک مواد آلی، دی کربونیزاسیون کانی‌های کربناته و یا احیا حرارتی سولفات است (شکل ۱۳).

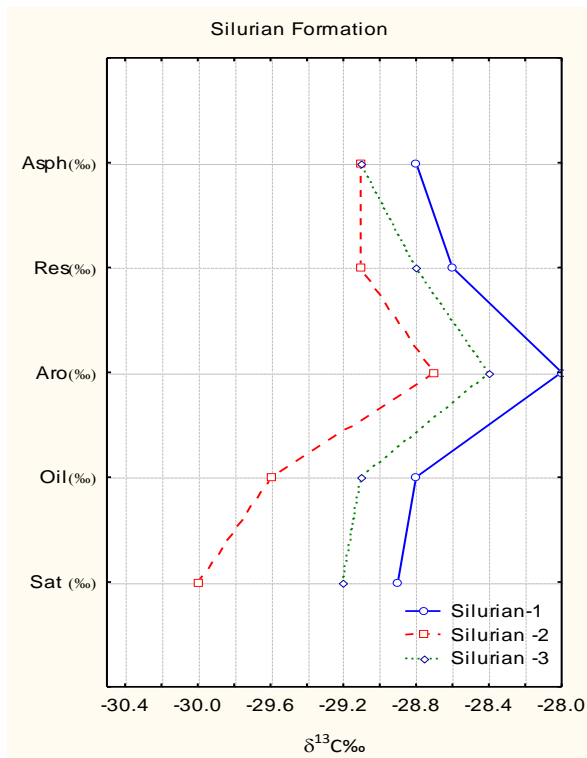
#### ۶- مطالعه ایزوتوپی میعانات گازی

مخازن گاز-کندانست، مخازن مورد مطالعه هستند البته در میادین عسلویه شرقی و خیام در مخازن کنگان و دالان فوقانی دارای نفت است. برای شناسایی منشا نفت و کندانست‌های موجود در مخازن، استفاده از منحنی‌های ایزوتوپی این مایعات و سنگ‌های مادر احتمالی موجود در منطقه یکی از بهترین گزینه‌ها است [۲].



شکل ۱۴: منحنی ایزوتوپی نفت و میعانات گازی مخازن مورد مطالعه

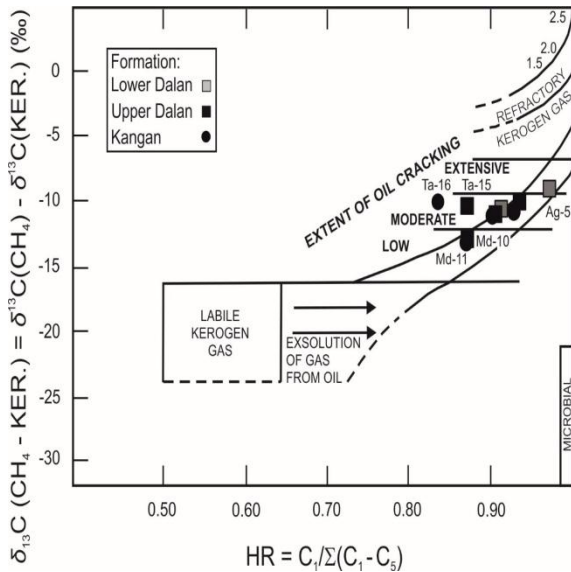
سنگ مادر احتمالی مورد بررسی قرار گرفته است (شکل ۱۵).



شکل ۱۵: منحنی ایزوتوپی مواد آلی سازند سرچاهان

بررسی منحنی ایزوتوپی نفت و کندانست موجود در مخازن میدین مورد مطالعه نشان می‌دهد که نفت و کندانست موجود در مخازن دارای روند کاملاً یکسان در منحنی‌های ایزوتوپی است و ماهیت یکسان آن‌ها را نشان می‌دهد، البته در نمونه‌های کندانست، میزان فرکشن آسفالتن بسیار ناچیز و در حد صفر است و به همین دلیل اندازه‌گیری میزان ترکیب ایزوتوپ کربن آن میسر نبوده است. کندانست‌های متعلق به مخازن گازی با درجه بلوغ بیشتر مانند دالان تحتانی در میدان خیام و دالان فوقانی در میدان وراوی، منحنی ایزوتوپی آن‌ها مقداری از منحنی ایزوتوپی نمونه‌های نفت مورد مطالعه در مخازن دالان فوقانی و کنگان عسلویه شرقی و دالان فوقانی در میدان خیام فاصله گرفته و از نظر ایزوتوپی سنگین‌تر است. درحالی‌که در مخازن میدینی مانند مدار که کمترین میزان بلوغ را بر اساس نمودار گاز (شکل‌های ۱۰ و ۱۱) نشان می‌دهند، منحنی ایزوتوپی میعانات گازی آن‌ها انطباق بسیار بیشتری با منحنی ایزوتوپی نفت‌های مورد مطالعه نشان می‌دهند (شکل ۱۴).

برای یافتن سنگ منشأ نفت و میعانات گازی مخازن مورد مطالعه باید بین منحنی ایزوتوپی آن‌ها و سنگ‌های مادر احتمالی منطقه انطباق انجام شود. در این ارتباط سازند سرچاهان با سن سیلورین فوقانی-اردوئیسین تحتانی به عنوان



شکل ۱۷: نمودار اختلاف ایزوتوپی گازمتان-سنگ منشا در مقابل مقدار متان به کل گازهای هیدروکربوری مخزن (اقتباس از کلیتون (۱۹۹۱)

#### ۷- نتیجه گیری

بر اساس موارد مطرح شده در این مقاله می توان نتایج زیر را در مورد گازهای موجود در مخازن کنگان و دالان در منطقه فارس ساحلی و بخش مرکزی خلیج فارس ارایه کرد:

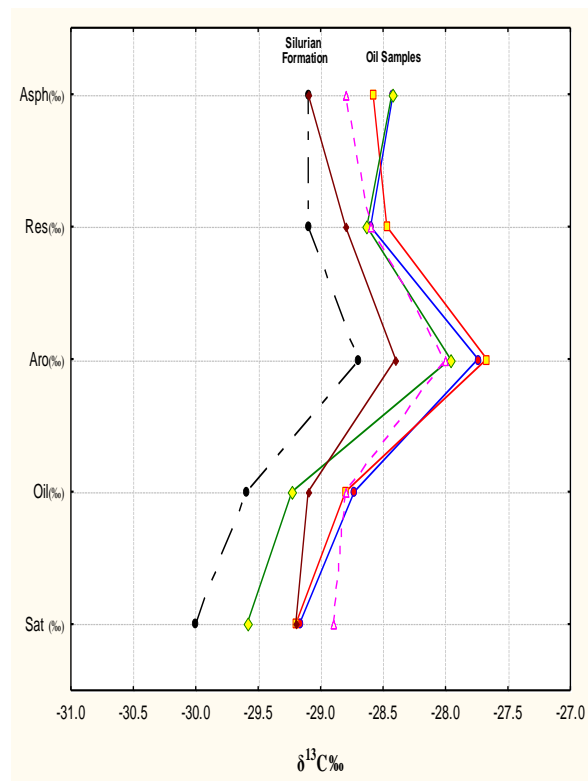
۱- گازهای موجود در مخازن کنگان و دالان در محدوده مورد مطالعه، ترموژنیک بوده و عمدتاً حاصل شکست حرارتی ثانویه نفت موجود در مخازن، در دمای حدود ۱۵۰ تا ۱۸۰ درجه سانتی گراد است. بقایای نفت اولیه در میادینی مانند عسلویه شرقی و خیام در مخازن دالان و کنگان دیده می شود که در سایر مخازن به علت افزایش حرارت در مخزن به گاز تبدیل شده اند.

۲- گازهای موجود در میادین واقع در نواحی جنوبی تر (خیام، مدار، کنگان، نار، پارس جنوبی) در مقایسه با سایر میادین بلوغ کمتری دارد، این نکته در کنار کشف نفت در چند سال اخیر در مخازن دالان و کنگان میادین عسلویه شرقی و خیام، نشان دهنده نفت های اولیه باقی مانده در مخازن است.

۳- سنگ مادر مولد گازهای موجود در مخازن کنگان و دالان در منطقه مورد مطالعه در محدوده بلوغ ۱/۱ تا ۱/۸ انعکاس ویتیرینایت معادل قرار دارد.

۴- با توجه به میزان قابل توجه مواد آلی در سازند سرچاهان و شباهت منحنی ایزوتوپی مواد آلی این

شکل ۱۶ نشان می دهد منحنی ایزوتوپی نفت های مورد مطالعه با روند منحنی ایزوتوپی مواد آلی این سازند انطباق بسیار خوبی نشان می دهد. بنابراین سازند سرچاهان را می توان به عنوان سنگ منشا مخازن گاز پرمو- تریاس جنوب ایران معرفی کرد. سازند سرچاهان ابتدا مخازن فوق را با نفت شارژ می کند و سپس با افزایش عمق تدفین مخازن، نفت موجود در آنها دچار کراکینگ شده و به گاز-کندانست تبدیل شده اند. نفت موجود در مخازن میادین عسلویه شرقی و خیام بقایای نفت اولیه تولیدی از سازند سیلورین است.



شکل ۱۶: مقایسه منحنی ایزوتوپی سازند سرچاهان با نفت میادین عسلویه شرقی و خیام

در نمودار کلیتون [۲] که بر اساس اختلاف ایزوتوپی گازمتان-سنگ منشا در مقابل مقدار متان به کل گازهای هیدروکربوری مخزن ترسیم شده است، نمونه های گازی مخزن در موقعیت گازهای حاصل از کراکینگ نفت قرار می گیرند و نمودارهای قبلی را مبنی بر کراکینگ بودن گازها و کندانست مخازن جنوب ایران از نفت تولیدی قبلی در نتیجه افزایش حرارت را تایید می کند (شکل ۱۷). میزان متوسط ترکیب ایزوتوپی بیتومین سازند سیلورین در حدود ۲۹% - اندازه گیری شده است.

Petroleum Science and Engineering, 50: 161-175.

- [7] Bordavov, M. L. (2008). "The origin of the Permo-Triassic gas accumulations in the Iranian Zagros Foldbelt and contiguous offshore areas: A Review of the Palaeozoic Petroleum System". Journal of Petroleum Geology, 31: 3-42.
- [8] Bernard, B. B., Brooks, J. M., and Sackett, W. M. (1978). "Light hydrocarbons in recent Texas continental shelf and slope sediments". Journal of Geophysical Research, 83: 4053-4061.
- [9] Whiticar, M. J. (1996). "Stable isotope geochemistry of coals, humic kerogens and related natural gases". International Journal of Coal Geology, 32: 191-215.
- [10] Chung, H. M., Gormly, J. R., and Squires, R. M. (1988). "Origin of gaseous hydrocarbons in subsurface environments: theoretical considerations of carbon isotope distribution". In: Schoell M. (Ed.), Origin of Methane in the Earth. Chemical Geology, 71: 97-103.
- [11] Lorant, F., Prinzhofner, A., Behar, F. and Huc, A.Y. (1998). "Carbon isotopic and molecular constraints on the formation and the expulsion of thermogenic hydrocarbon gases". Chemical Geology, 147: 249-264.
- [12] Clayton, C. (1991). "Carbon isotopic fractionation during natural gas generation from kerogen". Mar.Petrol. Geology, 8, 232-240.
- [13] Galimov, E. M. (1989). "Sources and Mechanisms of Gaseous Hydrocarbon Generation in Sedimentary Rocks". Geokhimiya, 2: 163-180.
- [14] Zaho, W., Zhang, S., Wang, F., Chen, J., Xiao, Z., and Song, F. (2005). "Gas accumulation from oil cracking in the eastern Tarim Basin. A case study of the YN2 gas f". Organic Geochemistry, 36(12): 1602-1616.

[۱۵] احمدرضا ربانی؛ ۱۳۸۶؛ "ژئوشیمی گازهای غیر هیدروکربنی مخازن گاز طبیعی"، انتشارات دانشگاه صنعتی امیرکبیر، ۱۷۰ صفحه.

سازند با منحنی ایزوتوپی کندانست و نفت مخازن دالان و کنگان، سازند سرچاهان می‌تواند مهم‌ترین گزینه سنگ مولد مخازن گازی منطقه باشد.

۵- دو سیستم نفتی فعال شامل سیستم نفتی پالئوزوئیک و تریاس تحتانی، مخازن گازی میادین منطقه را شارژ می‌کنند.

#### توضیح:

در فاصله بین پذیرش و چاپ مقاله و در ادامه تحقیقات در زمینه مطالعه منشاء گاز مخازن دالان و کنگان در جنوب ایران، بررسی بیشتری بر روی خواص ژئوشیمیایی میعانات گازی منطقه انجام گردید. نتایج این تحقیق نشان می‌دهد که سازند کنگان علاوه بر نقش مخزنی در بخشی از ناحیه فارس بعنوان سنگ مادر مولد هیدروکربن عمل کرده است. نتایج تحقیقات در:

Ahanjan, A., Rabbani, A. R., and Kamali, M. R. (2017). "An improved understanding of the origin and mechanism of Permian-Triassic natural gas-condensate accumulations in the Gavbendi High, Southwest Iran: An integrated approach". Journal of Petroleum Science and Engineering, 36: 217-233.

به چاپ رسیده است.

#### ۸- مراجع

- [1] Rabbani, A. R. (2013). "Petroleum Geology and Geochemistry of the Persian Gulf". Tafresh University Academic Press, pp.575.
- [2] Galimov, E. M., and Rabbani, A. R. (2001). "Geochemical characteristics and origin of natural gas in southern Iran". Geochemistry International, 89(8): 780-792.
- [3] Saberi, M. H., and Rabbani, A. R. (2015). "Origin of natural gases in the Permo-Triassic reservoirs of the Coastal Fars and Iranian sector of the Persian Gulf". Journal of Natural Gas Science and Engineering, 26: 558-569.
- [4] Saberi, M. H., Rabbani, A. R., and Gavidel Syooki, M. (2016). "Hydrocarbon Potential and Palynological Study of the Latest Ordovician – Earliest Silurian Source Rock (Sarchahan Formation) in the Zagros Mountains, Southern Iran". Marine and Petroleum Geology, 71: 12-25.
- [5] Kashfi, M. S. (1992). "Geology of the Permian super giant gas reservoir in the greater Persian Gulf area". Journal of Petroleum Geology, 15: 465-480.
- [6] Aali, J., Rahimpour-Bonab, H., and Kamali, M. R. (2006). "Geochemistry and origin of the world's largest gas field from Persian Gulf, Iran". Journal of

<sup>۱</sup> Secondary Cracking

<sup>۲</sup> Zhu