



Research Article

An unconventional evaluation of the Kazhdumi Formation in two northwest fields of the Persian Gulf

Zahra Rostami^{1*} , Seyed Reza Ghavvami Riyabi², Farajolah Fardoust¹

1-Department of Applied Geology, Faculty of Earth Sciences, Shahrood University of technology, Shahrood, Iran

2-Department of Mining, Petroleum and Geophysics and Petroleum, Faculty of Earth Sciences, Shahrood university of technology, Shahrood, Iran

Received: 25 May 2020 Accepted: 18 Dec 2020

Extended Abstract

Introduction

The Persian Gulf, as the richest hydrocarbon pool in the world, plays a very important role in the world's energy equations. Approximately two-thirds of proven oil reserves and one third of global natural gas reserves are available to the Persian Gulf States. Iran's water borders in the Persian Gulf hold a significant portion, 16 oil fields developed in Jurassic, Cretaceous and Tertiary carbonate reservoirs.

Materials and Methods

In this study, Rock-eval analysis was used and a series of calculations were performed for evaluating unconventional Kazhdumi source rocks in the A and C fields in the north west of Persian Gulf. According to the research and exploitation of hydrocarbon reservoirs in the world, today these reserves are divided into two main groups of conventional reservoirs and unconventional reservoirs. Conventional tanks are located in the form of oil traps, source rocks, reservoir rocks and rock covers. However, in unconventional reservoirs, with the presence of special petrological features, the possibility of direct exploitation of the source rock is provided. It is also possible that part of an oil system will be operated as a conventional reservoir and another part as an unconventional reservoir. In unconventional reservoirs, with mature source rocks converting organic matter to hydrocarbons, if permeability is created, we will be able to extract hydrocarbons. This is done at the shale gases, that are currently being used around the world. Gas shales are a diverse group of rocks in which methane is trapped. Then methane is extracted from gaseous shale by distillation or hydraulic fracturing. Today, oil and gas shales are a good alternative to conventional hydrocarbon resources due to depletion of conventional ones.

Results and Discussion

Gas shales have a high content of organic matter. If organic matter enters the gas window maturely and the dry gas production stage is ongoing, then on-site gas generation takes place in them. This is considered as shale gas (unconventional tanks). For this purpose, by drawing geochemical logs of parameters S1, S2, S1 + S2 and TOC (Table 1), field data A and C were examined. There is evidence of good to very good hydrocarbon generation power at the source rock. Then, by examining the characteristics of Barnett shale (as a producer and important shale in the United States) the set of geochemical parameters of the Kazhdumi Formation for A and C fields have been compared with the minimum threshold values in Barnett's shale.

Conclusion

Kazhdumi Formation has a small amount of gas production in field A, and is located in the C field between oil and gas windows. The evaluation of the vitrinite reflection coefficient, the maturity of the samples and the probability of the gas shale potential are investigated. The results of the TR-R₀ graph have represented the biogenic source of gas production in A and C fields. In deeper depth, there is a higher production of gas for this formation in the A and C fields.

Keywords: Rock-Eval analysis, TR-R₀ diagram, Spider diagram, Gas shale, Unconventional reservoir.

Citation: Rostami, Z. et al, 2021. An unconventional evaluation of the Kazhdumi Formation in two northwest fields of the Persian Gulf, *Res. Earth. Sci.* 12(1), (74-85) DOI: 10.52547/esrj.12.1.74

* Corresponding author E-mail address: m.rostami213@yahoo.com



ارزیابی غیرمتعارف سازند کژدمی در دو میدان شمال غرب خلیج فارس

زهرا رستمی*، سیدرضا قوامی ریابی^۲، فرج الله فردوست^۱

۱- گروه زمین شناسی کاربردی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود، ایران
۲- گروه معدن، نفت و ژئوفیزیک و نفت، دانشکده علوم زمین، دانشگاه صنعتی شاهرود، شاهرود، ایران

(علمی - پژوهشی)

پذیرش مقاله: ۱۳۹۹/۳/۵ تأیید نهایی مقاله: ۱۳۹۹/۹/۲۸

چکیده

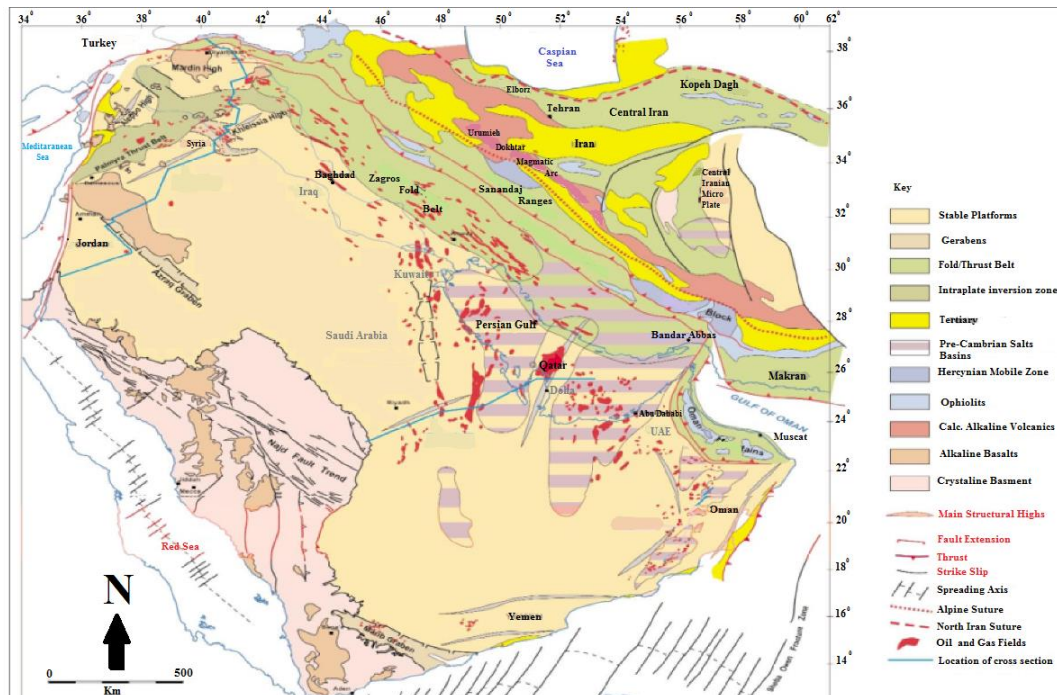
در این مطالعه، به منظور ارزیابی پتانسیل غیرمتعارف سنگ منشأ کژدمی در میداین A و C در شمال غرب خلیج فارس، از نتایج آنالیز راک-اول به همراه ضریب انعکاس ویترینایت و محاسبات مرتبط با ارزیابی شیل‌های گازی استفاده شده است. در این تحقیق ضمن بررسی بلوغ، نوع گاز تولیدی از سنگ منشأ براساس نمودار TR-R₀ و استفاده از دیاگرام عنکبوتی به مقایسه پارامترهای مختلف بلوغ و ارزیابی اولیه اقتصادی مخازن غیرمتعارف سازند مذکور پرداخته شده است. سازند کژدمی در میدان A تولید گاز کمی دارد و در میدان C بین پنجره نفتی و گازی قرار دارد. نتایج حاصل از نمودار TR-R₀، نشان دهنده آنست که نمونه‌های مورد مطالعه در میداین A و C در مرحله تولید گاز در اواخر دیاژنز و اوایل پنجره بلوغ قرار گرفته‌اند. با توجه به دیاگرام عنکبوتی و ضخامت زیاد سازند کژدمی در میدان C، انتظار تولید گاز بیشتری در اعماق زیادتر، از این سازند می‌رود.

واژه‌های کلیدی: آنالیز راک-اول، دیاگرام TR-RO، دیاگرام عنکبوتی، شیل‌گازی، مخزن غیرمتعارف.

مقدمه

خلیج فارس در جنوب غرب آسیا بین ایران و شبه جزیره عربستان قرار گرفته و در اواخر میوسن پسین تشکیل شده است. زمین ساخت منطقه‌ای

بزرگ مقیاس منطقه نشان‌دهنده آن است که کوه-های زاگرس و خلیج فارس در ادامه ورقه قاره عربستان قرار گرفته است (Ghazban, 2009) (شکل ۱).



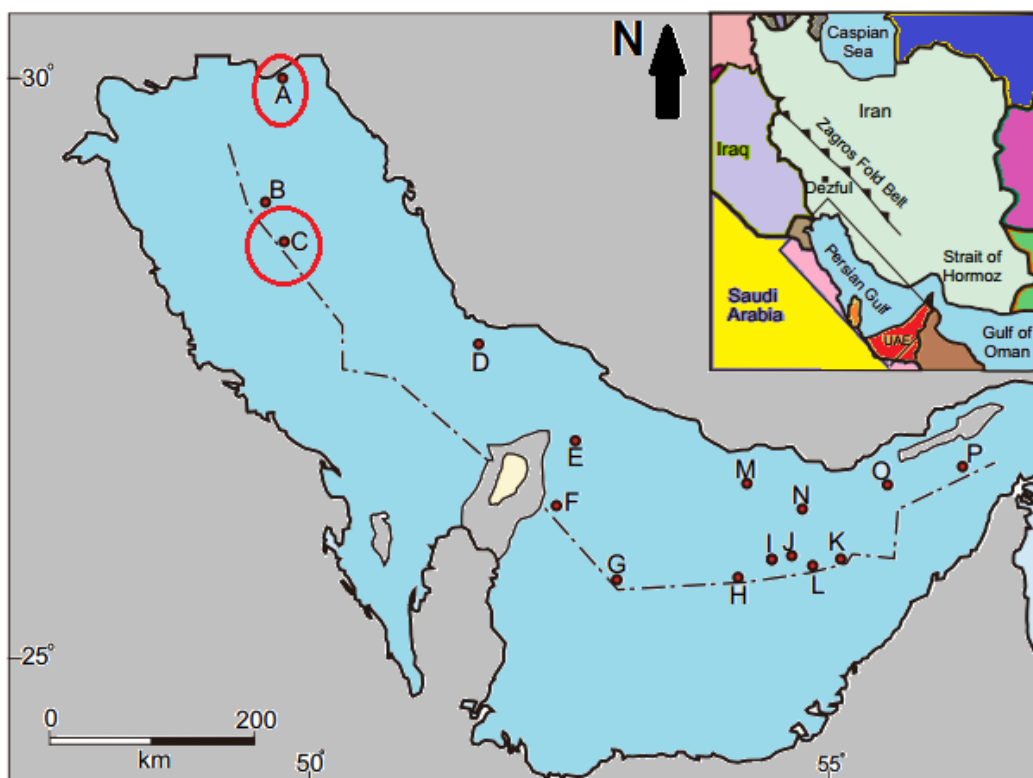
شکل ۱: موقعیت و عناصر اصلی تکتونیکی صفحه ایران و عربستان (Konert et al, 2001).

رسوبات زیرین پرکامبرین به همراه بخش فوقانی رسوبات دوران سوم (ترشیری) و در ادامه آتشفشان-ها در غرب و رسوبات دریایی و قاره‌ای در شرق گسترش یافته است. مرزهای آبی ایران در خلیج فارس بخش قابل ملاحظه‌ای از نفت توسعه یافته ۱۶ میدان نفتی در مخازن کربناته با سن ژوراسیک، کرتاسه و ترشیاری را در خود ذخیره کرده است (شکل ۲) (Rabbani et al, 2014). خلیج فارس با یک سوم ذخایر گازی دنیا، که گویای بلوغ مناسب سنگ منشأ در اعماق است (Rabbani, 2007)، اهمیت مطالعات و تحقیقات هر چه کامل تر را به خود اختصاص می‌دهد. این تحقیق بر روی دو میدان واقع در شمال غرب خلیج فارس (A و C)

متمرکز شده است. براساس تحقیقات و بهره برداری‌هایی که در دنیا از مخازن هیدروکربنی صورت می‌گیرد، امروزه این ذخایر به دو گروه عمده مخازن متعارف و مخازن غیرمتعارف تفکیک می‌شوند (رضایی، ۱۳۸۷). مخازن متعارف، در ساختار تله‌نفتی، سنگ منشأ، سنگ مخزن و سنگ پوش قرار می‌گیرند. این در حالی است که مخازن نامتعارف، در صورت وجود ویژگی‌های خاص پترولژیکی، امکان بهره‌برداری مستقیم از سنگ منشأ مهیا می‌گردد (Stephen and Holditch, 2001; Jarvie et al, 2007). امکان این امر نیز وجود دارد که بخشی از یک سیستم نفتی به صورت مخزن متعارف و بخش دیگری از آن به صورت

حفاری قابل استحصال نیست و لذا بایستی از روش‌های با هزینه بالاتر استفاده نمود. برای این منظور در این مخازن وجود یک سیستم شکستگی طبیعی برای تخلیه گاز از خمیره سنگ ضروری بوده و در صورت عدم وجود شکستگی‌های طبیعی در مخزن، ایجاد شکست هیدرولیکی جهت استحصال، کمک شایان ذکری می‌کند (کاووسی و دریابنده، ۱۳۹۰؛ Jarvie et al, 2007). با توجه به روند رو به اتمام مخازن متعارف، از مخازن غیرمتعارف به عنوان جایگزین در تعدادی از کشورهای غربی و اروپایی استفاده می‌شود.

مخزن نامتعارف مورد بهره‌برداری قرار گیرند (Jarvie, 2007; Talukdar, 2002). در مخازن غیرمتعارف، با سنگ منشأیی بالغ که در حال تبدیل ماده‌آلی به هیدروکربن بوده، در صورت ایجاد نفوذ-پذیری، قادر به استخراج هیدروکربن خواهیم بود، همانند شیل‌های گازی (Shale gas) که هم‌اکنون در دنیا از آن‌ها بهره‌برداری صورت می‌گیرد. در مخازن متعارف وضعیت سنگ‌های منشأ و مخزن به گونه‌ای است که با استفاده از روش‌های معمول حفاری استحصال نفت و گاز میسر است. در مخازن غیرمتعارف، منابع از طریق روش‌های مرسوم



شکل ۲: موقعیت میداین مورد مطالعه در خلیج فارس (Rabbani et al, 2014).

حدود ۲۰٪ از گازهای طبیعی دنیا بیوژنیک و ۸۰٪ ترموژنیک‌اند که در اثر فشار و حرارت زیاد کروژن‌ها در اعماق زیاد تشکیل می‌شوند. دو منبع اصلی تولید گاز ترموژنیک، بلوغ سنگ‌های منشأ و شکست در جای نفت باقیمانده شیل‌های سیاه مخازن می‌باشند (رضایی، ۱۳۸۷؛ Curtis, 2009).

مواد و روش‌ها

دو نوع اساسی از گاز طبیعی حاصل فعالیت‌های زیستی (بیوژنیک) و فرآیندهای گرمایی (ترموژنیک) در روند بلوغ تشکیل می‌شوند. گاز بیوژنیک در اثر فعالیت باکتریایی و در دما و فشار پایین، شرایط بی‌هوازی و نرخ بالای تجمع رسوبات شکل می‌گیرد.

راستا، اولین بررسی‌ها در لرستان توسط وزارت نفت و با همکاری پژوهشگاه صنعت نفت آغاز شده است. قوامی ریابی و همکاران (۱۳۹۴) به بحث در خصوص روش‌های تخمین دو سازند گرو و سرگلو در این ناحیه به عنوان شیل‌های گازی پرداختند. هدف از انجام این مطالعه، ارزیابی سنگ منشأ کژدمی میادین A و C واقع در شمال غرب خلیج فارس به عنوان مخزن غیرمترعارف براساس پارامترهای مختلف بلوغ و دیاگرام عنکبوتی است. موقعیت زمین‌شناسی منطقه و معرفی سازند هدف

رسوبگذاری کرتاسه میانی با بالا آمدن سطح آب دریا شروع شده که نتیجه آن رسوب سازند کژدمی در سراسر آلبین بوده است (Alsharhan and Kendall, 1991). در میادین نزدیک سواحل ایران، سازند کژدمی شامل بیتومن‌های تیره با سنگ آهک آرژیلیتی فرعی و شیل‌های آهکی که اغلب در محیط نریتیک (کم‌عمق) تشکیل شده که ممکن است حاوی ماسه‌سنگ‌های نازک لایه باشند (Ghazban, 2009). این سازند، به‌عنوان یکی از سنگ منشأهای نفتی حوضه زاگرس، در امتداد شمال‌غرب به جنوب‌غرب ایران بیش از صدها کیلومتر گسترش دارد. مقطع تیپ آن در شمال غرب زاگرس ضخامتی در حدود ۲۳۰ متر داشته این در حالی است که در درون چاه‌های حفاری شده یکی از میادین نفتی عظیم ضخامت آن به بیش از ۴۰ تا ۵۰ متر نمی‌رسد. سازندهای سروک و داریان، به ترتیب در بالا و پایین سازند کژدمی قرار گرفته‌اند (ربانی، ۱۳۹۲). در بخش عربی خلیج فارس، سازندهای بورگان (Burgan) و نهرعمر (Nahrumer) معادل کژدمی هستند (Bordenave and burwood, 1990) (شکل ۳).

(Baer, 2013). به منظور بررسی تیپ گاز تولیدی، تغییرات ضریب انعکاس ویتروینایت در برابر نسبت تبدیل (نمودار TR-Ro) (TR) نرخ تبدیل موادآلی (است) بایستی ترسیم گردد. در دیاگرام TR-Ro تولید گاز خشک از سنگ منشأ وقتی رخ می‌دهد که Ro بین ۱/۶-۰/۵ باشد. تولید گاز از شکست حرارتی نفت زمانی رخ می‌دهد که Ro بین ۳/۳-۱/۶ باشد (شکل ۹) (Curtis, 2009). بلوغ حرارتی یک پارامتر کلیدی در شیل‌گازی و مخازن غیرمترعارف است. (Jarvie, 2008). TR_{HI} را می‌توان یک پارامتر بلوغ (معادله رابطه ۲) در نظر گرفت، چرا که این پارامتر، نشان‌دهنده میزان تغییرات در مقدار HI از مراحل تدفین (HI_o) (معادله رابطه ۱) تا زمان حال (بلوغ بالاتر HI_{pd}) است (معادلات ۱ و ۲). تعیین مقادیر HI_{pd} و TR_{HI} به پیش‌بینی پنجره نفتی در مقابل پنجره گازی در سیستم‌های شیلی (مخازن غیرمترعارف) کمک می‌کند. براساس T_{max} که نشان‌دهنده بلوغ حرارتی است نیز می‌توان برآوردی از Ro به دست آورد (معادله ۴) (Jarvie, 2001; 2007):

رابطه ۱)

$$HI_o = \left(\frac{\%type I * 750}{100} \right) + \left(\frac{\%type II * 450}{100} \right) + \left(\frac{\%type III * 125}{100} \right) + \left(\frac{\%type IV * 50}{100} \right)$$

رابطه ۲)

$$TR_{HI} = 1 - \frac{HI_{pd}[1200 - HI_o(1 - PI_o)]}{HI_o[1200 - HI_{pd}(1 - PI_{pd})]}$$

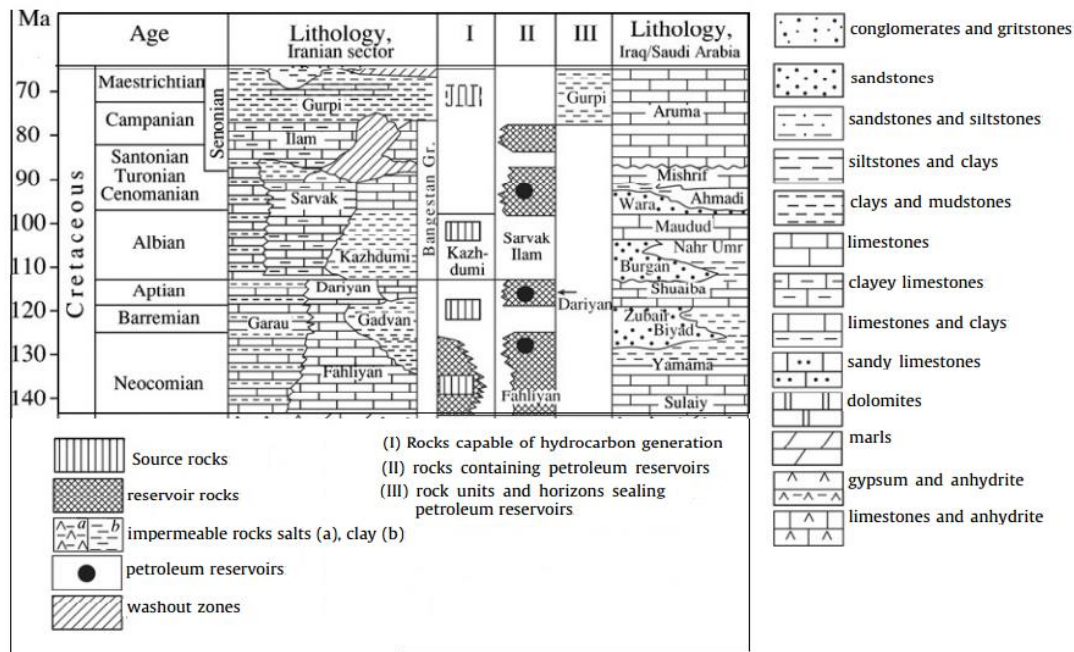
رابطه ۳)

$$PI_o = 0.02(PI_{pd})$$

رابطه ۴)

(Jarvie, 2001)

Ro from T_{max} = 0.0180 * T_{max} - 7.16
در کشور ما نیز به منظور بررسی و ارزیابی این گروه جدید از ذخایر، گام‌هایی برداشته شده است. در این



شکل ۳: لیتولوژی سازند کژدمی در ایران و بخش عربی (Bordenave, 2002; Konyuhov and Maleki, 2006).

است، همچنین مقادیر پارامتر HI گویای تیپ کروژن نوع II برای نمونه‌های میدان A می‌باشد (اشکال ۴ و ۵). نمونه‌های میدان C (شکل ۵) با توجه به مقادیر بالای S₁ در اعماق ۲۰۷۰-۱۹۹۱، در انتهای دیانژن قرار دارد. پارامتر S₂ و TOC و S₁+S₂ گواه توان هیدروکربن‌زایی خوب تا متوسط سنگ منشأ بوده و مقادیر HI اغلب گویای تیپ کروژن نوع III می‌باشد. براساس پارامترهای T_{max} و R_o، نمونه‌های میدان A در ابتدای پنجره بلوغ قرار گرفته (شکل ۴ و ۶) و نمونه‌های میدان C نابالغ بوده (شکل ۵ و ۷)، همچنین بلوغ نمونه‌های میدان A از نمونه‌های میدان C بیش‌تر است. با توجه به پتانسیل هیدروکربن‌زایی خوب این دو میدان می‌توان آن‌ها را به‌عنوان مخزن غیرمتعارف بررسی نمود. به منظور بررسی تیپ گاز تولیدی سازند کژدمی، تغییرات ضریب انعکاس و پترینایت در برابر نسبت تبدیل (نمودار TR-R_o) (نرخ تبدیل موادآلی است) بایستی ترسیم گردد (شکل ۸). به منظور محاسبه مقدار HI_o (مقدار اولیه)، درصد تیپ کروژن‌های مختلف سازند کژدمی بر مبنای مقادیر

نتایج

- آنالیزهای ژئوشیمیایی آلی نمونه‌ها و تحلیل

نتایج

دستگاه پیرولیز راک-اول که اولین بار در انستیتو نفت فرانسه توسط اسپیتاله و همکارانش (Spitelie et al, 1980) استفاده شد، امروزه به‌طور گسترده‌ای در صنعت نفت برای ارزیابی سنگ منشأ استفاده می‌شود. ۱۳ نمونه به صورت خرده حفاری از سازند کژدمی در دو میدان A و C خرد و هموزن گردیده و به روش پیرولیز راک-اول آنالیز شده‌اند. برای این منظور، مقدار کمی از نمونه‌های خرده حفاری (Cutting) سازند کژدمی پودر شده (حدود ۱۰۰ میلی‌گرم) و در شرایط اتمسفر غیراکسیژنی با نرخ افزایشی حرارت ۲۵ درجه سانتیگراد در هر دقیقه تا ۶۰۰°C حرارت داده شده است (کمالی و قربانی، ۱۳۸۵). با حرارت دادن، نمونه‌ها را به بلوغ لازم رسانده تا بتوان پتانسیل تولید آن را بررسی کرد. لاگ‌های ژئوشیمیایی پارامترهای S₁، S₂، S₁+S₂ و TOC (جدول ۱) داده‌های میدانی A و C گواه توان هیدروکربن‌زایی خوب تا خیلی خوب سنگ منشأ

HI_{Pd} (مقدار کنونی) محاسبه شده است (رابطه ۱). در ادامه (رابطه ۲) مقدار TR_{HI} داده‌ها محاسبه گردیده است (جدول ۲). نمونه‌های مورد مطالعه در

میدانین A و C در مرحله تولید گاز بیوژنیک و اواخر دپازن قرار گرفته‌اند.

جدول ۱: داده‌های آنالیز راک-اول مربوط به میدانین A و C

Field	Depth (m)	S1	S2	S1+S2	TOC	HI	RO	Tmax
A	3018	0.11	5.91	6.02	1.43	413	0.57	417
A	3034	1.6	5.3	6.36	1.32	402	0.65	456
A	3042	1.06	4.82	5.88	1.72	378	0.65	454
A	3046	1.24	4.82	6.06	1.35	368	0.65	449
A	3050	1.82	5.72	7.54	1.85	309	0.64	430
A	3074	1.88	14.33	16.21	3.33	430	0.62	430
A	3080	0.79	11.68	12.47	2.88	406	0.6	435
C	2108	0.75	1	1.75	0.72	139	0.47	422
C	2022	1.29	5.08	6.37	2.47	206	0.51	426
C	2006	1.19	3.84	5.03	1.99	193	0.56	430
C	1991	1.2	3.79	4.99	2.13	178	0.53	429
C	1987	0.86	2.24	3.1	1.33	168	0.61	430
C	1979	0.79	1.71	2.5	1.01	169	0.64	431

جدول ۲: مقادیر TR_{HI} محاسبه شده و RO مربوط به میدانین A و C

Field	Depth(m)	HI _{Pd}	PI _{Pd}	HI _O	PI _O	TR_{HI}	RO
A	3018	413	0.018	450	0.00036	0.133	0.57
A	3034	402	0.166	450	0.00332	0.223	0.65
A	3042	378	0.18	450	0.0036	0.291	0.65
A	3046	368	0.21	450	0.0042	0.324	0.65
A	3050	309	0.24	450	0.0048	0.465	0.64
A	3074	430	0.116	450	0.00232	0.125	0.62
A	3080	406	0.06	450	0.0012	0.173	0.6
C	2108	139	0.43	215.27	0.0086	0.431	0.47
C	2022	206	0.2	215.27	0.004	0.089	0.51
C	2006	193	0.24	215.27	0.0048	0.16	0.56
C	1991	178	0.24	215.27	0.0048	0.234	0.53
C	1987	168	0.28	215.27	0.0056	0.286	0.61
C	1979	169	0.32	215.27	0.0064	0.286	0.64

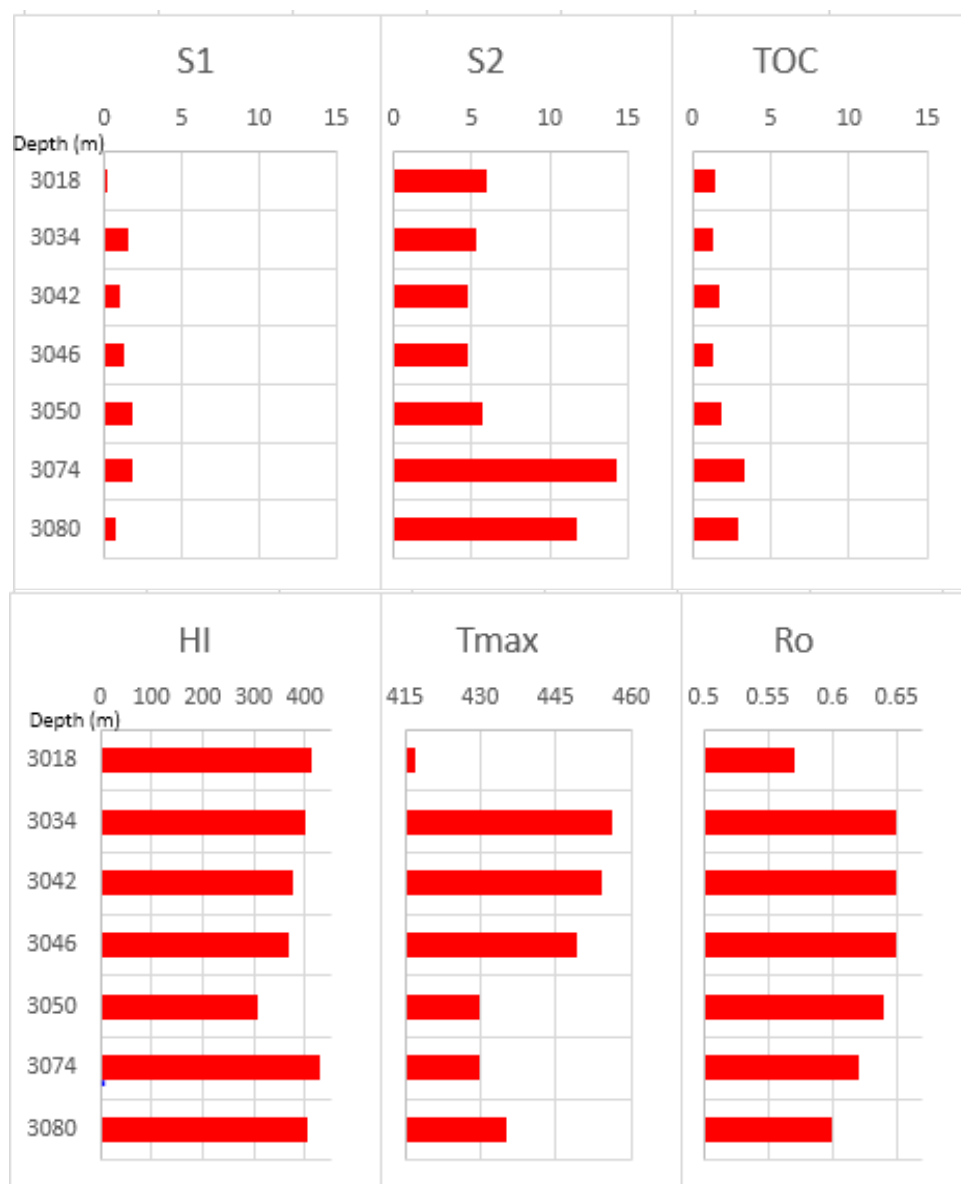
ارزیابی شیل‌گازی

در شیل‌های گازی، تولید نفت و گاز در سنگ‌های منشأ ریزدانه نفوذناپذیر موجب فشار و شکستگی داخلی شده و مهاجرت اولیه صورت می‌گیرد. سپس با بلوغ حرارتی، شکستگی‌های ریز و درشت در سطوح بالاتر پیشروی کرده و انتقال گاز را در شیل‌های غنی از کروژن بهبود می‌بخشد (بوردانوف جی و آگهه، ۱۳۹۰). عوامل کنترل‌کننده تولید بالای گاز

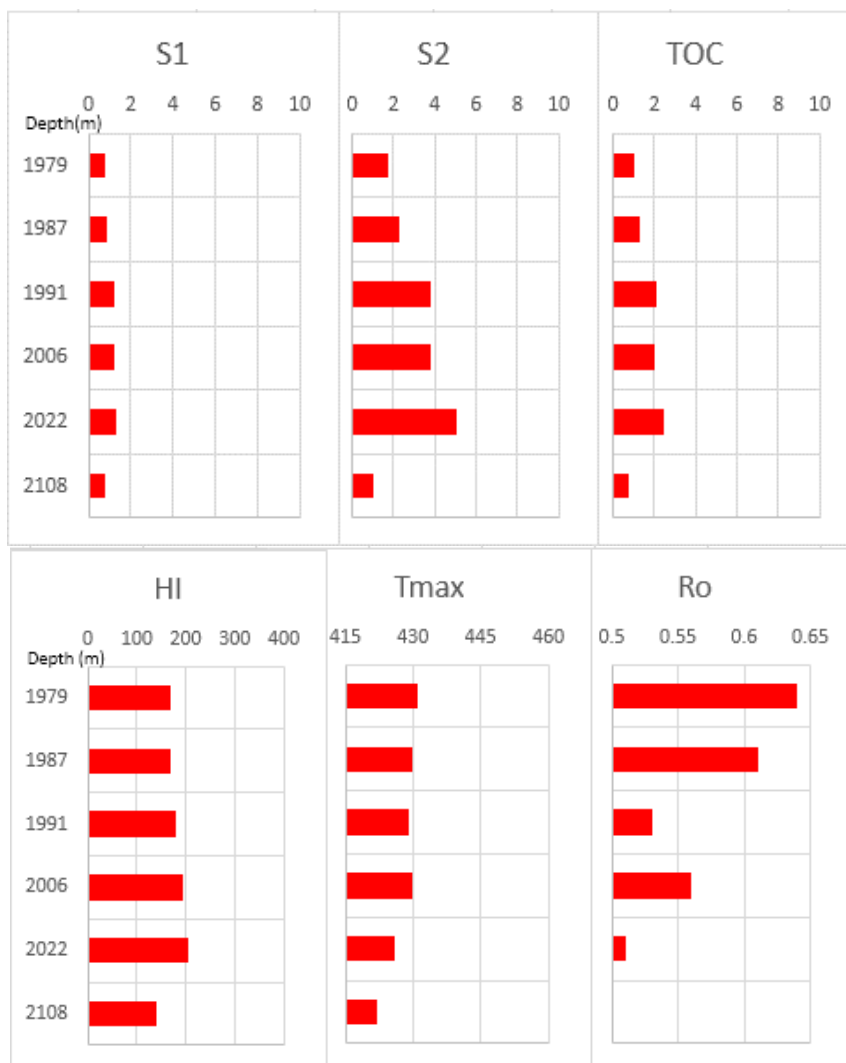
در سیستم‌های شیل‌گازی عبارت است از (Curtis, 2009): ویژگی‌های ژئوشیمیایی - پترولوژیکی سنگ منشأ، وجود شکستگی‌ها در شیل که ذخیره و انتقال گاز در شیل‌ها را بهبود می‌بخشد و وجود پوش سنگ برای توالی‌های شیلی است. چنانچه شرایط طبیعی قادر به ایجاد مسیر مهاجرت نگردد، با استفاده از روش‌های شکست هیدرولیکی (روش مصنوعی) بایستی شکستگی لازم را ایجاد نمود.

گاز جذب شده^۷، ضخامت مخزن، TOC و گاز درجا^۸ به یک مقدار بیشینه ۵ و یک مقدار کمینه صفر برای هر بستر نرمالیزه شده‌اند (پارامترهایی که به-طور وسیعی با یکدیگر متفاوت هستند) می‌باشند. در دیاگرام‌های عنکبوتی ترکیبی، کیفیت پایین یک عامل ممکن است توسط یک عامل دیگر جبران شود (Edwards and Peters and Fowler, 2002) (Streitberg, 2013).

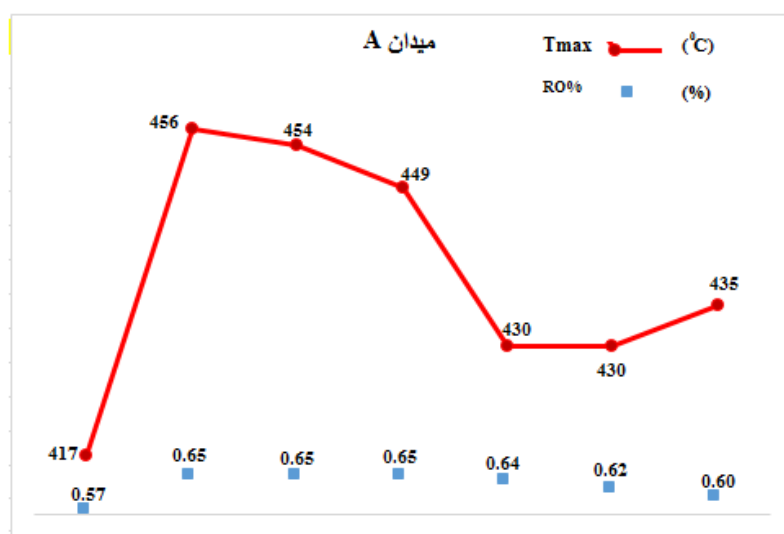
جاروی^۲ و همکاران (Jarvie et al, 2007) سیستم-های شیل‌گازی را به انواع مختلف شیل‌ها با بلوغ حرارتی بالا^۳ (مانند شیل بارت)، شیل با بلوغ حرارتی اندک^۴ (مانند شیل نیوآلبانی)، سیستم‌های بین‌سازندی با لیتولوژی ترکیبی^۵ (مانند شیل بوسیر و تگزاس شرقی) و حوضه‌های ترکیبی^۶ که به‌طور هم‌زمان گاز متعارف و غیرمتعارف تولید می‌کنند، تقسیم کرده‌اند. پنج پارامتر کلیدی در ارزیابی شیل‌های گازی، بلوغ حرارتی کروژن، مقدار



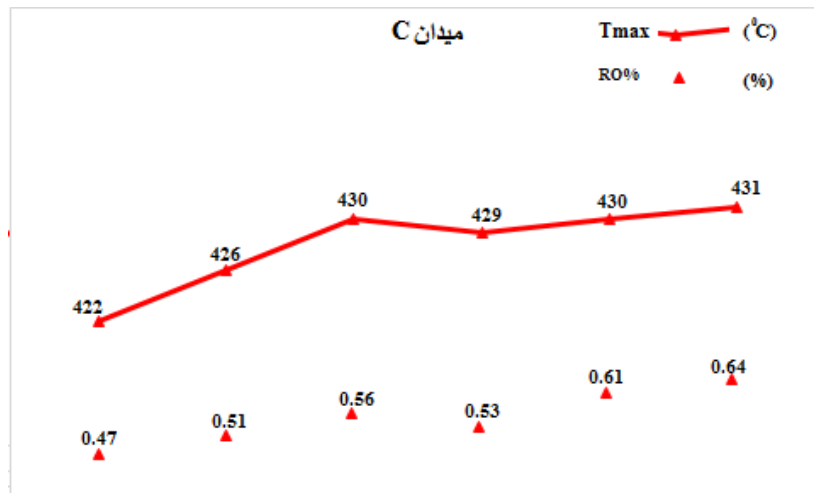
شکل ۴: لاگ‌های ژئوشیمیایی مربوط به میدان A



شکل ۵: لاگ‌های ژئوشیمیایی مربوط به میدان C



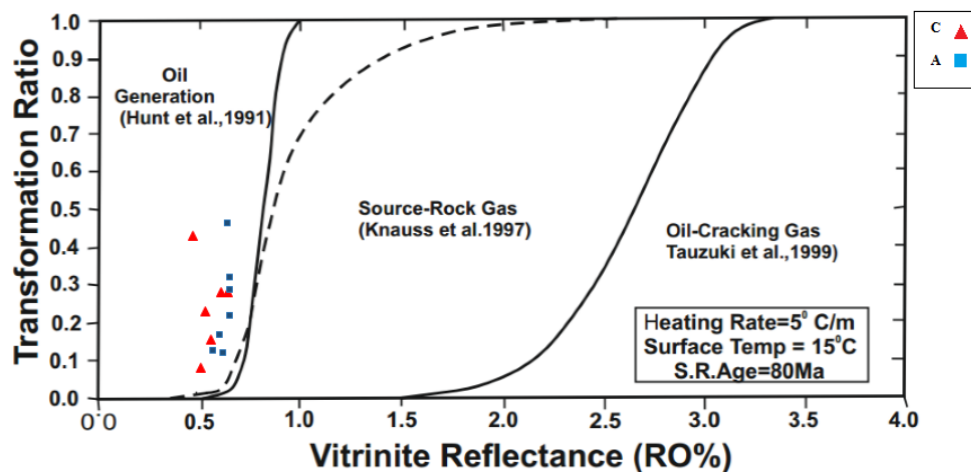
شکل ۶: بررسی تغییرات بلوغ در میدان A با استفاده از پارامترهای Tmax و Ro



شکل ۷: بررسی تغییرات بلوغ در میدان C با استفاده از پارامترهای T_{max} و RO

و اگر خطوط آستانه بیرون از این محدوده قرار بگیرند، براساس مدل شیل بارنت، پتانسیل تولید گاز را دارند. منطقه خاکستری رنگ که نشان‌دهنده مراحل پایانی پنجره نفتی تا مراحل ابتدایی پنجره گازتر است؛ جایی که در صورت مطلوب بودن شرایط عمقی و ترکیب هیدروکربن، تولید گاز اتفاق می‌افتد (شکل ۱۰).

دیاگرام عنکبوتی ابزار ساده‌ای برای مقایسه پارامترهای مختلف بلوغ به منظور ارزیابی اقتصادی اولیه سیستم‌های شیل گازی و مخازن غیرمتعارف با نفوذپذیری پایین مثل شیل بارنت یا نیوآلبانی به شمار می‌رود. در دیاگرام عنکبوتی دو محدوده متمایز قابل تشخیص است (Jarvie et al, 2007). منطقه سبز رنگ که نشان‌دهنده پنجره نفتی است



شکل ۸: نمودار $TR-RO$ برای میادین C و A (Sweeny and Burnham, 1990)

عنکبوتی عبارت از: $TOC=10$, $RO\%=2.2$, T_{max} based $RO=2.2$, $TR=100$ و $Thickness=500ft$ است. در جدول ۳ داده‌های ماکزیمم و میانگین سازند کژدمی در دو میدان A و C آورده شده است.

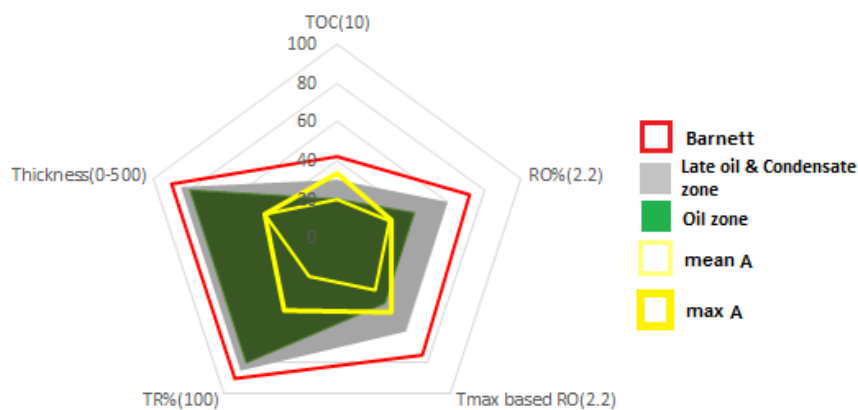
جاروی این نمودارها را با در نظر گرفتن انواع پارامترهای ژئوشیمیایی در بخش‌های مختلف از شیل‌بارنت ترسیم کرده است (Jarvie, 2008). مقادیر ماکزیمم پارامترهای ژئوشیمیایی دیاگرام

جدول ۳: پارامترهای ژئوشیمیایی در رسم دیاگرام عنکبوتی مربوط به دو میدان A و C

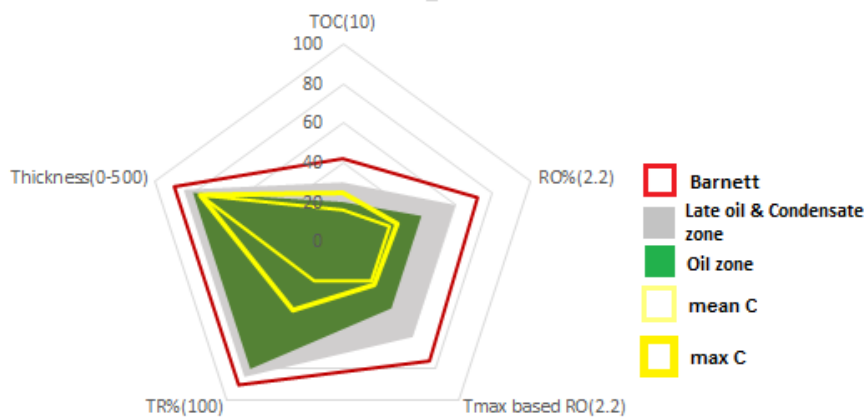
	Well	TOC(10)	Ro%(2.2)	T _{max} based Ro(2.2)	TR%(100)	Thickness(0-500)
mean	A-7	1.98	0.625	0.736	0.247	196.85
max		3.33	0.65	1.048	0.465	196.85
mean	C-1	1.6	0.55	0.544	0.247	380.57
max		2.47	0.64	0.598	0.431	380.57

در میدان C، در این میدان انتظار تولید بیشتر در اعماق پایین تر (افزایش بلوغ) خواهیم داشت.

متوسط و ماکزیمم پارامترهای ژئوشیمیایی دیاگرام عنکبوتی میداین A و C (اشکال ۹ و ۱۰) گویای آن است که با توجه به ضخامت زیاد سازند کژدمی



شکل ۹: دیاگرام عنکبوتی مربوط به میدان A



شکل ۱۰: دیاگرام عنکبوتی مربوط به میدان C

بالاتری نسبت به میدان C دارند و در اعماق پایین تر در اثر افزایش بلوغ انتظار تولید گاز بیش تر از این سازند را می توان انتظار داشت. در میدان C، با توجه به ضخامت زیاد سازند، در اعماق پایین تر انتظار تولید گاز بیشتری از آن می رود. با توجه به اتمام

نتیجه گیری

با توجه به لاگ های ژئوشیمیایی، دو میدان از لحاظ پتانسیل هیدروکربن زایی خوب می باشند. نمونه های این میداین در مرحله تولید گاز و در اواخر دیاژنز قرار گرفته اند و نمونه های میدان A بلوغ

به بلوغ بالاتر می‌تواند گاز بیش‌تری تولید کند. سازند کژدمی در میدان C تولید گاز دارد که با داشتن ضخامت زیاد می‌تواند در اعماق پایین‌تر گاز بیش‌تری تولید کند و در حال حاضر نسبت به میدان A گاز بیش‌تری تولید می‌کند.

منابع متعارف، منابع غیرمتعارف جایگزین آن‌ها می‌شوند. در این مطالعه سنگ منشأ کژدمی در میداین A و C شمال‌غرب خلیج فارس به عنوان مخزن غیرمتعارف بررسی شده و گواه اینست که این سازند در میدان A تولید نفت دارد، همچنین تولید گاز به مقدار خیلی کم‌تر و در صورت رسیدن

پانویس

1-Transformation Ratio
2-Dan Jarvie
3-High-Thermal Maturity Shale
4-Low-Therma Maturity Shale

5-Mixed Lithology Intera formational System
6-Combination Plays
7-Adsorbed Gas
8-Gas In Place Acer-Foot Of Reservior

منابع

-قوامی ریایی، س.ر.، رستگار کلاته، ا. و توانگر، م.، ۱۳۹۴. ارزیابی توان هیدروکربورزایی سازندهای گرو- سرگلو ناحیه لرستان به عنوان شیل گازی: دومین کنگره بین‌المللی زمین‌شناسی کاربردی، دانشگاه آزاد اسلامی مشهد.

-بوردانوف، ام.ال. و آگهه، جی.آ.، ۱۳۹۰. سیستم-های نفتی ایران و توزیع امروزی میدان‌های نفت و گاز در کمربند چین‌خوردگی زاگرس و مناطق دریایی مجاور: ترجمه کسایی نجفی، م.، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ۶۸ ص.

-کمالی، م. و قربانی، ب.، ۱۳۸۵. ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون‌ها تا تولید نفت، چاپ اول، انتشارات آراین زمین، تهران، ۳۱۸ ص.

-ربانی، ا.، ۱۳۹۲. زمین‌شناسی و ژئوشیمی نفت خلیج فارس، چاپ اول، انتشارات دانشگاه تفرش، ۵۷۶ ص.

-رضایی م.ر.، ۱۳۸۷. زمین‌شناسی نفت، چاپ سوم، انتشارات فرهیختگان علوی، تهران، ۴۷۲ ص.

-Alsharhan, A.S. and Kenedall, C.G.S.C., 1991. Cretaceous chronostratigraphy, unconformities and eustatic sea level changes in the sediments of abuDahbi, United Arab Emirates: Cretac, Res: v. 12, p. 379-401.

-Bordenave, M.L., 2002. The middle Cretaceous and early Miocene petroleum system in the Zagros domain of Iran and its prospect evaluation: In: Journal of AAPG Annual meeting Houston, American association of petroleum geologists, p. 1-9.

-Baer, M.T., 2013. Circumstances influencing the development and end-use of natural gas from shale formation in the United States: Office of policy and international affairs U.S. department of energy, p. 1-29.

-Bordenave, M.L. and Burwood, R., 1990. Source rock distribution and maturation in the Zagros organic belt, provenance of the Asmari and Sarvak reservoir oil accumulation: Journal of Organic geochemistry, v. 16. p. 369-387.

- Curtis, J.B., 2009. Fractured shale gas system: Journal of the American association of petroleum geologists, v. 86(11), p. 1921-1938.
- Edwards, P.B. and Streitberg, E., 2013. Have we deciphered the Canning Discovery of the Ungani oil field, in the sedimentary of Basins of western Australia edited by M. Keep, and S.J. Moss: Journal of Petroleum exploration society of Australia, Western Australian basin symposium, p. 13.
- Espitalie, J. and Bordenave, M.L., 1993. Rock-eval pyrolysis: Journal of applied petroleum geochemistry, v. 2, 12, p. 14-24.
- Ghazban, F., 2009. Petroleum geology of the persian gulf: Tehran university press, Tehran, 707 p.
- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E. and Pollastro, R.M., 2001. Unconventional shale-gas system: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: Journal of American Associate Petroleum Geol Bulletin, v. 91, p. 475-499.
- Jarvie, D.M., Hill, R.J., Ruble, T.E. and Pollastro, R.M., 2007. Unconventional shale-gas system: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: Journal of AAPG bulletin, v. 91, 4, p. 475-499.
- Jarvie, D.M., 2008. Unconventional shale resource plays: shale-gas and shale-oil opportunities: in Fort Worth business press meeting, energy institute, texaschristian university, p. 1-38.
- Konyuhov, A.L. and Maleki, B., 2006. The Persian Gulf basin: geological history, sedimentary formations, and petroleum potential: Journal of lithology & Mineral Resource, v. 41, p. 344-361.
- Peters, K.E. and Fowler, M.G., 2002. Applications of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management: Journal of Organic geochemistry, v. 33, 1, p. 5-36.
- Rabbani, A.R., 2007. Petroleum geochemistry, offshore SE Iran: Journal of Geochemistry International, v. 45(11), p. 1164-1172.
- Rabbani, A.R., Kotarba, M.J., Baniasad, A.R., Hosseiny, E. and Weiclaw, D., 2014. Geochemical characteristics and genetic types of the crude oils from the Iranian sector of the persian gulf: Journal of Organic Geochemistry, v. 70, p. 29-43.
- Holditch, S. A., 2001. The increasing rol of unconventional reserves in the future of the Oil & Gas business: Schlumberger Presentation, v. 55(11), p. 34-79.
- Sweeny, J. and Burnham, A.K., 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance base on chemical kinetics: Journal of AAPG Bull, v. 74, p. 1559-1570.
- Talukdar, S.C., 2002. Application of geochemistry for shale gas assessment: weatherford baseline resolution, p. 1-6.