

بررسی علل کاهش API گراویتی نفت خام در مخازن بنگستان میدان نفتی منصوری

علی کردوانی¹، فریدون سحابی^{2*}، حسین معماریان³

1- کارشناس ارشد مهندسی اکتشاف نفت، پردیس دانشکده‌های فنی دانشگاه تهران kordavani2002@yahoo.com

2- دانشیار دانشکده فنی دانشگاه تهران fsahabi@ut.ac.ir

3- استاد دانشکده فنی دانشگاه تهران memarian@ut.ac.ir

(دریافت 22 آبان 1389، پذیرش 30 بهمن 1389)

چکیده

خصوصیات فیزیکی و شیمیایی ترکیبات هیدروکربنی از قبیل گرانروی، درجه API، متاثر از نوع مواد آلی اولیه آن‌ها، محیط رسوب گذاری سنگ منشا و ضخامت رسوبات روی سنگ منشا می‌باشد. بر اساس مشاهدات جهانی، یکی از مشخصات نفت مخزن، افزایش درجه API با افزایش عمق است. افزایش پختگی حرارتی نفت در سنگ‌های منشا عمیق‌تر و زایش نفت سبک‌تر از کروژن در اعماق بیشتر، به همراه افزایش شکست حرارتی نفت درون مخزن و تولید نفت‌های سبک‌تر در مخازن عمیق‌تر، موجب می‌شود تا با افزایش عمق، درجه API نفت‌ها افزایش یابد.

در ایران نیز حوضه نفتی زاگرس از این قاعده مستثنی نبوده و کیفیت نفت خام در افق‌های مختلف چینه‌ای، به ازای افزایش عمق مخزن بهبود می‌یابد. این قاعده در مواردی با استثناهایی همراه است که نمونه‌ای از آن در میدان منصوری، واقع در فروبار دزفول، در جنوب غرب ایران مشاهده می‌شود. در این میدان درجه API نفت خام از مخزن بالایی (آسماری) به مخزن پایینی (ایلام)، سیر نزولی نشان داده و پس از آن به مخزن پایین‌تر (سروک) افزایش می‌یابد. همچنین، تجمع نفت سنگین به صورت آسفالت، مستقلاً در بخشی از توالی چینه‌ای در یکی از چاه‌ها مشاهده شده است.

در این تحقیق، با انجام آنالیزهای مختلف بر روی نمونه‌های نفت خام مخازن مختلف میدان منصوری، علل کاهش غیر طبیعی API گراویتی نفت خام در مخزن ایلام این میدان نسبت به مخازن آسماری و سروک بررسی شده است. بررسی حاضر نشان داد که علت تغییر API، جدایش ثقلی نفت در حین مهاجرت نفت از سنگ منشا به مخازن بالاتر بوده و احتمالاً به دلیل اثر جذب هیدروکربورهای قطبی بیشتر بر روی نفت مخزن ایلام و سیستم تغذیه مختلف در فازهای مختلف، درجه API نفت آن نسبت به نفت مخازن آسماری و سروک کمتر است.

کلمات کلیدی

درجه API گراویتی، آنالیزهای ژئوشیمیایی، کروماتوگرافی گازی، طیف سنجی جرمی، میدان منصوری، سازند آسماری، سازند ایلام، سازند سروک

1- مقدمه

عوامل متفاوتی موجب ایجاد این تغییرات می‌شوند. در گستره یک حوضه، نوع مخازن (چینه‌ای یا ساختمانی)، موقعیت مخازن نسبت به یکدیگر، نحوه پر شدن آنها پس از زایش و مهاجرت هیدروکربن‌ها، از عوامل تأثیرگذار بر روند تغییرات درجه API هستند. در مقابل، فرآیندهای تغییر درجای خصوصیات فیزیکی-شیمیایی نفت در مخزن، موجب بروز تغییرات درجه API نسبت به عمق، در مخازن مختلف یک میدان می‌شوند.

بر اساس نظریه هانت⁹، این تغییرات توسط فرآیندهای پختگی حرارتی و تحولات فیزیکی-شیمیایی نفت به وجود می‌آیند. بارکرز¹⁰ نیز تغییر در خواص نفت در محدوده یک میدان را به فرآیندهای پختگی حرارتی و تحولات فیزیکی-شیمیایی نفت مربوط می‌داند. بر اساس نظر وگنر¹¹، شکست حرارتی، تفکیک فازی¹²، جدایش ثقیلی¹³، آسفالت‌زدایی¹⁴، آب‌شویی¹⁵ و تجزیه میکروبی¹⁶ مهمترین فرآیندها در تغییر خصوصیات فیزیکی-شیمیایی نفت، در یک مخزن به شمار می‌روند. در جدول 1، تغییرات کمی و کیفی ویژگی‌های فیزیکی-شیمیایی هیدروکربن‌ها در میداین چند مخزنی، در اثر فرآیندهای مختلف و کاهش یا افزایش عمق، به اختصار آمده است [16:9;5].

در مطالعه انجام شده توسط میلر، در سال 1987 روی نمونه‌های نفت موری کانتی¹⁷ و گاروین کانتی¹⁸ در اکلاهامای¹⁹ آمریکا، تغییرات صورت گرفته در خواص کلی و ترکیب مولکولی بر اثر تجزیه میکروبی در نفت خام معمولی بررسی شد و مقایسه‌ای بین نمونه‌های نفت خام با درجه تجزیه میکروبی متفاوت، قیر و بیتومن بشدت تجزیه میکروبی شده، انجام شد. در این مطالعه از نمونه‌های نفت و ماسه قیری در منطقه موری کانتی و گاروین کانتی استفاده شده است.

بر اساس مطالعات زمین‌شناسی صورت گرفته در مناطق یادشده، نفت پس از ورود به سازند ماسه‌سنگی اوپل کریک²⁰، بر اثر تغییر شکل زمین‌شناسی در زمان پنسیلوانین، در طول سازند حرکت کرده، ساختارهای پیچیده فعلی نیز بر اثر چین خوردگی و برگشتگی‌های اتفاق افتاده در طول پنسیلوانین پایانی، روی سازند ماسه‌سنگی اوپل کریک به وجود آمده‌اند. این عمل احتمالاً موجب مهاجرت مجدد نفت به مقاطع بالا آمده و تجزیه میکروبی نفت، در مخازن آب‌شویی شده کم عمق شده است [14].

درجه API گراویتی و میزان گرانیروی نفت، از جمله خواص فیزیکی نفت خام هستند که به دلیل تأثیر مستقیم بر ظرفیت تولید نفت از مخزن، در ارزیابی اقتصادی ذخیره نفتی¹ هر مخزن نقشی بسیار مهم ایفا می‌کنند. بر اساس تجارب جهانی، یکی از مشخصات نفت مخازن، کاهش وزن مخصوص آن به ازای افزایش عمق است؛ به عبارت دیگر درجه API گراویتی با افزایش عمق مخزن، افزایش می‌یابد [9].

به‌طور کلی، نفت خام با افزایش دما در اعماق زیادتر، سبک‌تر شده، کندانس‌های گازی² و در نهایت گاز خشک³ بیشتری تولید می‌شود. پختگی حرارتی سنگ منشأ، همراه شکست حرارتی⁴ نفت موجود در مخزن، باعث می‌شود تا به ازای افزایش عمق، نسبت گاز به نفت⁵ در مخازن نفتی فوق اشباع، افزایش یابد [9]. تفاوت درجه API گراویتی نفت در میداین مختلف، یا در مخازن مختلف یک میدان، به دلیل شرایط زیر است:

- اختلاف در نوع و خصوصیات کروژن موجود در سنگ منشأ

- اختلاف در درجه پختگی حرارتی کروژن

- اختلاف در فرآیندهای پس از زایش نفت که سبب تغییر خواص فیزیکی-شیمیایی آن می‌شود [13].

برای شناخت عوامل مؤثر در تغییرات فیزیکی-شیمیایی نفت در یک مخزن؛ از جمله: تغییر درجه API گراویتی، آنالیزهای ژئوشیمیایی، معمولاً روش مناسبی هستند. در این آنالیزها، ضمن شناسایی اجزاء تشکیل دهنده نفت به تفکیک، نشانگرهای زیستی⁶ موجود هم، از طریق آنالیزهای GC⁷ و GC/MS⁸، شناسایی گردیده، راه را برای شناخت فرآیندهای مؤثر، باز می‌کنند.

در میداین جنوب غرب ایران نیز روند افزایشی API گراویتی به ازای عمق در همه جا صادق نیست؛ از آن جمله می‌توان به میداین نفتی منصوری اشاره کرد که در آن چنین روندی وجود ندارد. در این مقاله ابتدا نمونه‌های نفت خام مخازن مختلف میدان منصوری (آسماری، ایلام و سروک)، به اجزای تشکیل دهنده تفکیک شد و سپس بخش اشباع هر نمونه، توسط آنالیزهای GC و GC/MS بررسی شد. آنگاه نتایج حاصل مورد بحث قرار گرفته است.

2- فرآیندهای مؤثر بر تغییر خواص فیزیکی-شیمیایی نفت

روند تغییرات درجه API نفت نسبت به عمق، در دو گستره حوضه و میداین قابل بررسی است که در هر مورد،

جدول 1: تغییرات کمی و کیفی در ویژگی‌های فیزیکی- شیمیایی هیدروکربن‌ها در میادین چند مخزنی، در اثر فرآیندهای مختلف و کاهش یا افزایش عمق [16].

فرآیند	عوامل اصلی	محصول	تغییرات	عمق سیال هیدروکربنی
شکست حرارتی	دما	نفت سبک و گاز	افزایش	افزایش
		پیروپیتومن	بدون تغییر	بدون تغییر
آب‌شویی	جریان آب	نفت معمولی و سنگین	کاهش	کاهش
تجزیه میکروبی	جریان آب و باکتری	نفت معمولی و سنگین	کاهش	کاهش
جدایش ثقلی	نیروی گرانش	نفت سبک	افزایش	کاهش
		نفت سنگین	کاهش	افزایش
تفکیک فازی	قابلیت نگهداری پوش سنگ و وجود گسل	نفت سبک	افزایش	کاهش
		نفت سنگین	کاهش	بدون تغییر
آسفالت زدایی	افزایش ترکیبات سبک بر اثر پختگی حرارتی	نفت سبک	افزایش	بدون تغییر
		مواد باقیمانده جامد	بدون تغییر	بدون تغییر

بر اساس مطالعه‌ای که توسط هرناندز²⁵ در سال 2002 انجام شد، کاهش درجه API و نسبت گاز به نفت به سمت شرق مخزن نار-1²⁶ از سازند ناریکوال²⁷ (میوسن -اولیگوسن) در میدان بوکر- باسک²⁸ ونزوئلا، بررسی گردید. با استفاده از روش‌های ژئوشیمیایی که بر روی هفت نمونه سرچاهی انجام شد، چهار فرآیند تغییرات درجه API، شامل مهاجرت نفت با درجه پختگی متفاوت از یک سنگ منشأ، تجزیه میکروبی، تفکیک فازی و جدایش ثقلی بررسی شد. توزیع پارافین‌ها، دی متیل هپان‌ها، نسبت ترکیبات سبک بر حسب عمق، رابطه‌ای مستقیم بین روند تغییرات درجه API، نسبت گاز به نفت و تجزیه میکروبی، تفکیک فازی و جدایش ثقلی نشان نداد؛ بنابراین مشخص شد که تغییرات API و نسبت گاز به نفت، به فرآیندهای زمین‌شناسی مربوط به پختگی حرارتی سنگ منشأ و نحوه پرشدگی مخزن از سنگ منشأ بستگی دارد [8].

3- تاریخچه اکتشاف و تولید در میدان منصوره

میدان منصوره در سال 1341 هجری شمسی با حفر اولین چاه اکتشافی، کشف گردید و وجود هیدروکربن در هر دو مخزن آسماری (مخزن بالایی) و بنگستان (مخزن پایینی) آن به اثبات رسید. مخزن بنگستان در این میدان، از افق‌های مختلف کربناته ایلام و سروک تشکیل شده است. جدول 2، ستون چینه‌شناسی، سن، لیتولوژی غالب و ضخامت میانگین هر یک از سازندهای کرتاسه میانی و جوان‌تر در میدان منصوره را ارائه می‌کند. از نظر موقعیت جغرافیایی، میدان منصوره در حوضه زاگرس، در شمال فروربار دزفول²⁹ در استان خوزستان و در 45 کیلومتری جنوب غرب اهواز و 50 کیلومتری شرق بندر ماهشهر قرار دارد. روند ساختمانی میدان منصوره، شمال غربی - جنوب شرقی (روند عمومی کمر بند چین‌خوردگی زاگرس) است. شکل 1، موقعیت این میدان را نسبت به میادین همجوار نشان می‌دهد.

نفت مخازن آسماری و بنگستان میدان منصوره، در شرایط اولیه و شرایط فعلی، زیر اشباع³⁰ هستند و بنابراین گاز در نفت این مخازن، محلول بوده است و مخازن میدان منصوره فاقد کلاک گاز می‌باشند. براساس نتایج موجود از نفت مخازن مختلف میدان منصوره، نفت آسماری دارای درجه API 25/83، نفت ایلام دارای درجه API 21/46 و نفت سروک دارای درجه API 25/01 می‌باشد [12]. همان‌طور که مشاهده می‌شود، درجه API نفت از مخزن آسماری به مخزن ایلام کاهش و سپس از مخزن ایلام به مخزن سروک افزایش می‌یابد.

کافمن²¹ در سال 1998، در مطالعه‌ای روی میدان نفتی بورغان²² در کویت، 100 نمونه نفت از لایه‌های مخزنی مهم را به وسیله نشانگرهای زیستی، مورد تجزیه و تحلیل قرار داد. نفت میدان نفتی بورغان کویت، از مخازن کرتاسه‌ای بورغان سوم، بورغان چهارم، مدود²³ و وارا²⁴ است که به‌طور قائم از یکدیگر جدا شده‌اند. سازندهای ماسه‌سنگی بورغان سوم و چهارم، مهمترین مخازن تولیدی این میدان را تشکیل می‌دهند.

در این میدان، ستون هیدروکربنی 365 متری وجود دارد و ترکیب نفت در این ستون ضخیم نفتی با عمق تغییر می‌کند. مثلاً: درجه API نفت در یک روند غیر خطی، از حدود 10 درجه در نزدیکی سطح تماس آب و نفت، تا حدود 39 درجه در مخزن کم‌عمق و آرا تغییر می‌کند و بنابراین با افزایش عمق، درجه API کاهش می‌یابد. در این مطالعه مشخص شد که فرآیند جدایش ثقلی، عامل اصلی تغییر خواص فیزیکی- شیمیایی نفت در این میدان است. همچنین شواهدی مبنی بر وجود آب‌شویی و تجزیه میکروبی نیز مشاهده شد [11].

بررسی کرد. بر این اساس، سازند پابده در میدان منصورى فاقد پختگی حرارتی بوده، نفت موجود در مخازن این میدان، حاصل پختگی حرارتی سازند کژدمی است [1]. کمالی و همکاران در سال 2006 ژئوشیمی و پختگی حرارتی سازند پابده را در فروبار دزفول مدل سازی و نتایج قبل را در میدان منصورى تأیید کردند [10]. حیدری فرد و شایسته در سال 2007، تغییرات گرادیان حرارتی مخزن آسماری را در فروبار دزفول بررسی کردند. در این مطالعه با استفاده از نرم افزار مدل ساز حوضه رسوبی پارس³² یا PBM، فرآیند نفت زایی در برخی میادین فروبار دزفول و نقش سنگ های منشأ پابده و کژدمی در زایش نفت هر میدان، مدل سازی شد. بر این اساس نیز، سازند کژدمی، منشأ نفت در مخازن مختلف میدان منصورى است [2].



شکل 1: موقعیت میدان منصورى نسبت به میادین همجوار آن [7]

5- آنالیزهای ژئوشیمیایی نفت در میدان منصورى

جهت بررسی علل تغییرات درجه API نسبت به عمق در میدان منصورى، پنج نمونه نفت خام از چاه های مختلف این میدان جمع آوری شد. هر یک از این نمونه ها متعلق به یکی از لایه های تولیدی میدان منصورى هستند. جدول 3، شماره چاه و لایه تولیدی مربوط به هر نمونه را نشان می دهد. از هر لایه فقط یک نمونه انتخاب شد که علت آن عدم تغییر عمده در خواص فیزیکی-شیمیایی نفت هر لایه تولیدی، در گستره مخزن می باشد. در ادامه به بررسی آنالیزهای ژئوشیمیایی صورت گرفته بر روی نمونه ها و نتایج حاصل از آنها می پردازیم.

جدول 3: شماره چاه و لایه تولیدی مربوط به هر نمونه.

شماره نمونه	شماره چاه	لایه تولیدی
1	8	آسماری
2	27	ایلام
3	20	سروک لایه 4
4	14	سروک لایه 6
5	38	سروک لایه 6

- جداسازی ترکیبات هیدروکربنی نمونه ها

نمونه ها پس از تهیه و جمع آوری، جهت جداسازی ترکیبات هیدروکربنی تشکیل دهنده نفت (اشباع، آروماتیک، رزین و آسفالتن) با روشی مناسب، به آزمایشگاه فرستاده شدند. جهت جداسازی ترکیبات هیدروکربنی تشکیل دهنده نفت، ابتدا ترکیبات آسفالتنی آنها را رسوب داده و از نمونه ها جدا شدند. برای آسفالت زدایی نمونه ها، 0/5 cc از هر نمونه

جدول 2: ستون چینه شناسی، سن، لیتولوژی غالب و ضخامت میانگین هر یک از سازندهای کرتاسه میانی و جوان تر در میدان منصورى [3].

سازند	سن	لیتولوژی غالب	ضخامت (m)
آغاجاری	میوسن-پلیوسن	سیلت و مارل	1350
میشان	میوسن	مارل	150
گچساران	میوسن	انیدریت و نمک	900
آسماری	الیگوسن - میوسن	ماسه سنگ و کربناته	500
پابده	پالئوسن-الیگوسن	آهک و شیل	230
گورپی	کرتاسه پایانی	مارل و شیل	200
ایلام	کرتاسه میانی و پایانی	آهک	200
سروک	کرتاسه میانی	آهک	900
کژدمی	کرتاسه میانی	شیل	230

4- مطالعه ژئوشیمیایی سنگ منشأ در میدان منصورى

تاکنون مطالعات ژئوشیمیایی گوناگونی، در فروبار دزفول و میدان منصورى انجام شده است. بردناو در سال 2002، مدل سازی پختگی حرارتی و زمان شروع زایش نفت طبقات منشأ پابده و کژدمی را با استفاده از نرم افزار IFP Genex در فروبار دزفول انجام داد و پارامترهای سینتیک برای نمونه های سنگ منشأ را از طریق برنامه پیرولیز³¹ IFP Optkin محاسبه کرد. طبق مطالعه فوق، سازند کژدمی منشأ نفت مخازن بالاتر در میدان منصورى است [6]. اشکان در سال 2005، روی 230 نمونه سنگ انتخاب شده از حوضه رسوبی زاگرس، مطالعات ژئوشیمیایی انجام داد و پتانسیل نفت زایی سازندهای مختلف برای سنگ منشأ در این حوضه را در قسمت های مختلف

ترکیباتی که تعداد اتم آنها کمتر از 10 بود، به صورت کامل از نمونه‌ها جدا شده، ترکیبات با تعداد اتم کربن بین 10 تا 15 به صورت بخشی خارج شدند [4]. مقدار عددی محاسبه شده نسبت اندیس فراوانی فرد کربن‌ها به زوج کربن‌ها یا CPI^{35} ، در جدول 5 آمده است.

جدول 5: نسبت CPI محاسبه شده برای نمونه‌های نفت خام مخازن

شماره چاه	لایه تولیدی	CPI
8	آسماری	0/93
27	ایلام	0/99
20	سروک لایه 4	0/95
14	سروک لایه 6	1/03
38	سروک لایه 6	0/96

مختلف میدان منصورى

نشانگرهای زیستی مهمی که در کروماتوگرام‌های گازی ترکیبات اشباع دیده می‌شود، ایزوپرنوئیدهای پرستان و فیتان هستند. جدول 6، مقادیر نسبت پرستان به فیتان، پرستان به نرمال C_{17} و فیتان به نرمال C_{18} را برای نمونه‌های مخازن مختلف میدان منصورى ارائه می‌دهد.

جدول 6: نسبت پرستان به فیتان، پرستان به نرمال C_{17} و فیتان به نرمال C_{18} به تفکیک شماره چاه و لایه تولیدی نمونه های مخازن مختلف میدان منصورى.

شماره چاه	لایه تولیدی	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈
8	آسماری	0/98	0/81	0/91
27	ایلام	0/36	0/19	0/54
20	سروک لایه 4	0/88	0/86	0/81
14	سروک لایه 6	1/4	0/90	0/61
38	سروک لایه 6	1/2	0/93	0/72

در 50 cc نرمال هپتان حل و به مدت 24 ساعت در دمای مناسب و دور از نور مستقیم قرار داده شد. با استفاده از کاغذ صافی، بخش آسفالتنی فیلتر و پس از تبخیر، توزین شد تا درصد آسفالتن هر نمونه بدست آید. بخش بدون آسفالتن هر نمونه توسط کروماتوگرافی ستونی به اجزاء تشکیل دهنده آن تفکیک شد. برای این منظور هر نمونه بدون آسفالتن، به صورت جداگانه به ستون حاوی سیلیکاژل و آلومینا ریخته شد. ابتدا با استفاده از حلال نرمال پنتان، ترکیبات اشباع که غیرقطبی هستند جدا شده، از ستون خارج شدند. پس از آن ترکیبات آروماتیک و رزین بترتیب توسط بنزن و کلروفرم از ستون خارج شدند. پس از تبخیر حلال‌ها و توزین هر یک از ترکیبات، درصد وزنی هر یک از اجزاء تشکیل دهنده نمونه‌ها

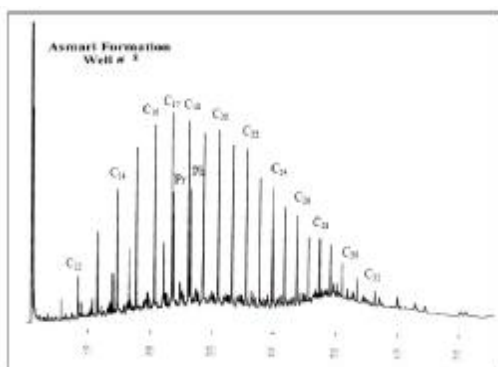
شماره چاه	مخزن	درصد ترکیبات اشباع	درصد ترکیبات آروماتیک	درصد ترکیبات آسفالتنی	درصد ترکیبات رزین
8	آسماری	60/51	28/6	4/92	5/97
27	ایلام	37/22	41/8	12/18	8/8
20	سروک لایه 4	51/31	33/27	7/44	7/98
14	سروک لایه 6	49/78	35/16	6/6	8/46
38	سروک لایه 6	50	33/11	10/46	6/43

تعیین گردید. جدول 4، درصد وزنی ترکیبات هیدروکربنی تشکیل دهنده نمونه‌های نفت خام را نشان می‌دهد.

جدول 4: درصد وزنی ترکیبات هیدروکربنی تشکیل دهنده نمونه‌های نفت خام.

- کروماتوگرافی گازی

پس از جداسازی ترکیبات هیدروکربنی تشکیل دهنده نمونه‌ها، بخش اشباع آنها، توسط آنالیز کروماتوگرافی گازی مورد بررسی قرار گرفت. در این آنالیز مقدار اندکی از ترکیبات اشباع هر نمونه به ستون حلقوی و پیچ خورده دستگاه که حدود 30 متر طول دارد، وارد شد. به وسیله جریان گاز خنثی هلیوم، مولکول‌های ترکیبات اشباع به سمت دستگاه ردیاب که در انتهای ستون قرار دارد، هدایت شدند تا متناسب با وزن مولکولی و میزان قطبیت آن‌ها از یکدیگر جدا شوند. ترکیبات بر اساس مقایسه زمان خروج³³ با یک استاندارد معتبر شناسایی شدند. چگونگی توزیع ترکیبات اشباع نمونه‌های نفت مخازن مختلف میدان منصورى در طیف‌های بدست آمده از کروماتوگرافی گازی، در شکل 2 نشان داده شده است. همچنین، به دلیل استفاده از دستگاه تبخیر دورانی³⁴،



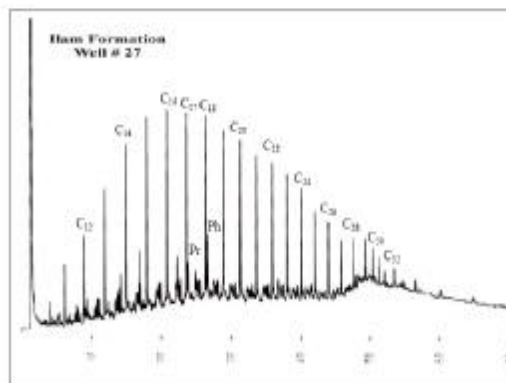
جرمشان و نسبت جرم به بار (m/z) متفاوت آنها، در یک چهارقطبی³⁶ تفکیک می‌شوند [4]. شکل 3، استرانوگرام و هوپانوگرام چاه‌های شماره 8 و 38 میدان منصوری را نشان می‌دهد.

6- بحث و تفسیر

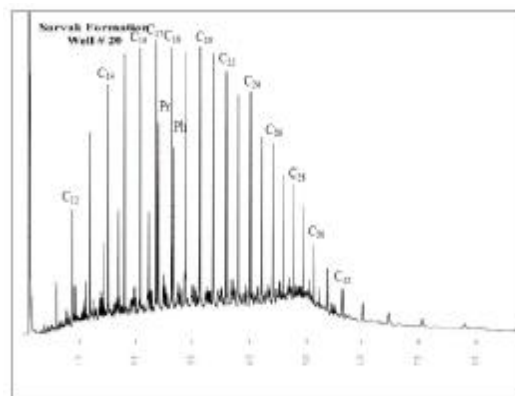
چنان‌که از جدول 4 پیداست، مخزن ایلام دارای بیشترین مقادیر رزین و آسفالتن (در مجموع حدود 21 درصد) می‌باشد. از طرف دیگر توزیع ترکیبات اشباع در این مخازن به‌گونه‌ای است که مخزن آسماری با 60 درصد و پس از آن مخزن سروک با 50 درصد، بیشترین مقدار و مخزن ایلام با 37 درصد، کمترین مقدار ترکیبات اشباع را دارند. همچنین بیشترین مقدار برش ترکیبات آروماتیک در مخزن ایلام، به مقدار 41/8 درصد دیده می‌شود. مقایسه اجزا و ترکیبات سازنده نفت‌های تحت مطالعه که با استفاده از درصد برش-های مختلف میسر می‌گردد، در شکل 4 دیده می‌شود.

با توجه به موقعیت چاه‌ها در میدان منصوری و لایه‌های مخزنی مورد مطالعه، از روی شکل 4 چنین استنباط می‌شود که سازند آسماری در چاه شماره 8 بهترین کیفیت هیدروکربنی، یعنی بیشترین میزان ترکیبات اشباع و کمترین مقدار ترکیبات قطبی (رزین و آسفالتن) را دارد. با حرکت به مخازن پایین‌تر، کیفیت هیدروکربن‌ها کاهش می‌یابد و در مخزن ایلام (در چاه شماره 27) کمترین مقدار ترکیبات اشباع و بیشترین میزان ترکیبات قطبی به چشم می‌خورد. نمونه‌های مخزن سروک در چاه‌های 14، 20 و 38 نیز حالتی بین نمونه-های مخازن آسماری و ایلام دارند. کاهش مقادیر ترکیبات اشباع در مخزن ایلام باعث گردیده که برش ترکیبات آروماتیک و ترکیبات قطبی آن (رزین و آسفالتن) افزایش یابد. ویژگی‌های فیزیکی نفت‌های تحت مطالعه، نشان می‌دهد که قسمت‌های شرقی میدان در مخزن سروک، دارای درجه API حدود 25/01 درجه بوده، همین میزان درجه API در مخزن آسماری در چاه شماره 8 نیز دیده می‌شود. این در حالی است که در بخش‌های میانی میدان بویژه در سازند ایلام (چاه شماره 2)، به کمترین مقدار، یعنی 21/46 درصد کاهش می‌یابد.

(الف)



(ب)

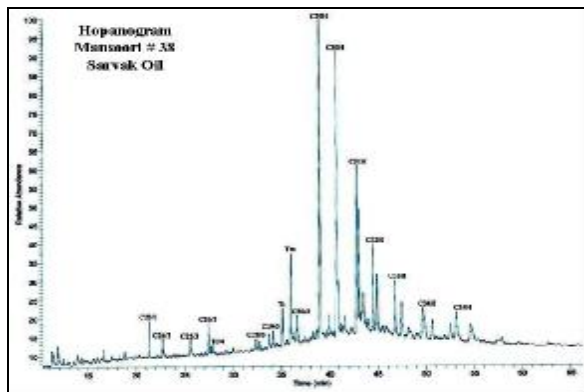


(ج)

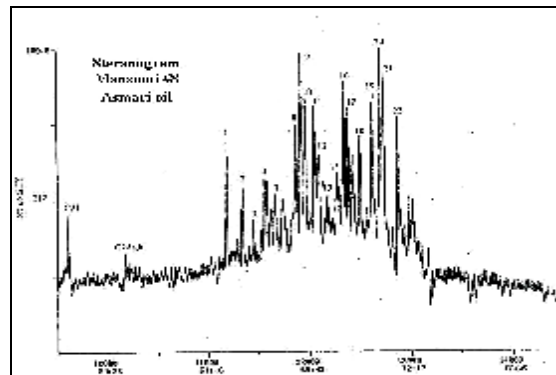
شکل 2: چگونگی توزیع ترکیبات برش اشباع نمونه نفت خام از الف) مخزن آسماری (چاه شماره 8)، ب) مخزن ایلام (چاه شماره 27) و ج) مخزن سروک (چاه شماره 20) میدان منصوری به‌وسیله دستگاه کروماتوگرافی گازی مورد آزمایش قرار گرفته است.

- آنالیز GC/MS

برش اشباع نمونه چاه‌های شماره 8 (مخزن آسماری)، 27 (مخزن ایلام) و 38 (مخزن سروک) میدان منصوری، توسط آنالیز GC/MS مورد بررسی قرار گرفت. به دلیل خرابی دستگاه در حین آنالیز نمونه مخزن ایلام، تنها نشانگرهای زیستی مخازن آسماری و سروک در دسترس می‌باشد. در این آنالیز، دستگاه کروماتوگرام گازی، به طیف‌سنج جرمی وصل شده، از دستگاه فوق برای تفکیک ترکیبات هیدروکربنی اشباع، قبل از ورود به دستگاه طیف‌سنج جرمی استفاده می‌شود. در دستگاه طیف‌سنج جرمی ترکیبات اشباع پس از بمباران الکترونی، به یون‌های باردار مثبت و منفی تبدیل می‌شوند. به دلیل ناپایداری یون‌های مولکولی تشکیل شده، یون‌ها به اجزای یونی کوچک و گوناگون شکسته می‌شوند و بر اساس

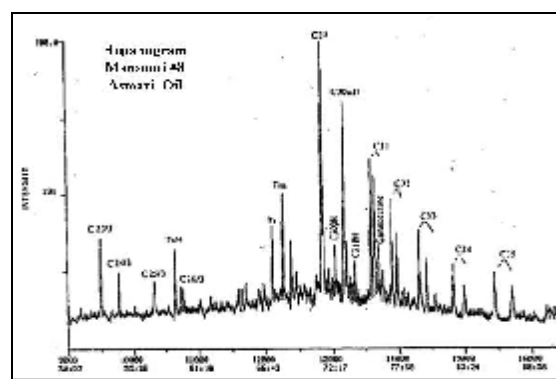


(د)

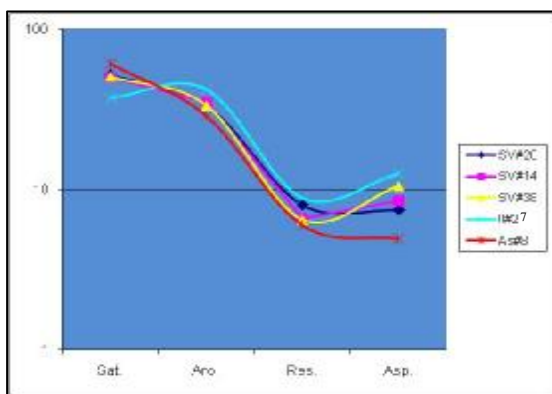


(الف)

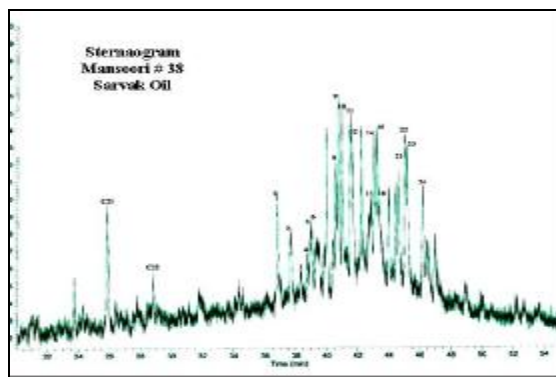
شکل 3: طیف حاصل از آنالیزهای بدست آمده از کروماتوگرافی گازی - طیفسنجی جرمی، الف) استرانوگرام نمونه مخزن آسماری ب) هویانوگرام نمونه مخزن آسماری ج) استرانوگرام نمونه مخزن سروک د) هویانوگرام نمونه مخزن سروک میدان منصوری.



(ب)



شکل 4: چگونگی روند تغییرات درصدهای مختلف برشهای مختلف ترکیبات نفتی چاههای مورد مطالعه در میدان منصوری.

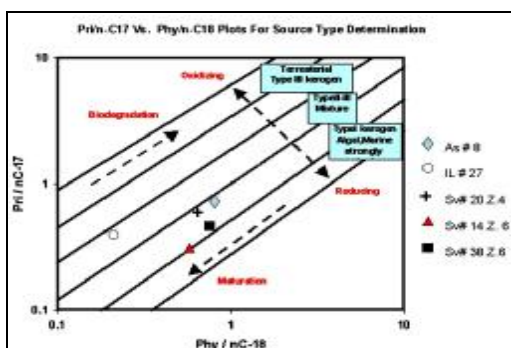


(ج)

دلایل مختلفی می تواند این تفکیک و تفریق نفتها را در لایه های مختلف میدان باعث گردد. این عوامل به شرح ذیل می باشند:

- وجود اختلاف در سیستم نفتی
- سیستم تغذیه مخازن در فازهای مختلف زایش هیدروکربنی
- ویژگی ها، کیفیت و نوع لیتولوژی افق های مختلف مخزنی
- دگرسانی نفتها در مخازن، به علل آبشویی، تجزیه میکروبی و بلوغ حرارتی
- اثر تغییرات تخلخل و تراوایی در لایه های مخزنی در یک میدان

لایه‌های مختلف نفتی مخزن سروک در این میدان، کم و بیش شباهت‌هایی با هم دارند که حاکی از زایش هیدروکربن‌ها از یک سنگ منشأ شیلی (تا اندازه‌ای کربناته) است و فرآیندهای تجزیه میکروبی نیز در آنها دیده نمی‌شود. در این شکل، نمونه نفت مخزن ایلام با کمترین مقادیر نسبت $Pri/n-C_{17}$ در مقابل $Phy/n-C_{18}$ دیده می‌شود، که ویژگی‌های کروژنی از نوع II، III و اندکی اکسید شده را نشان می‌دهد. از آنجا که سنگ‌های منشأ مولد نفت‌های میدان منصوری، یک سنگ منشأ است احتمالاً فرآیندهای دیگری باعث جابجایی این نسبت‌ها به مقادیر کمتر شده است.



شکل 5: تعیین نوع کروژن مولد نفت‌های میدان منصوری و فرآیند احتمالی رخ داده بر روی نفت‌ها با استفاده از نسبت $Pri/n-C_{17}$ در مقابل $Phy/n-C_{18}$

چنان که در شکل 3 مشخص است، غلظت استران‌های منظم برای نفت مخزن آسماری به صورت $C_{27} > C_{28} < C_{29}$ است، در حالی که نفت‌های عمیق‌تر (مخزن سروک)، الگوی به صورت $C_{27} > C_{28} > C_{29}$ را نشان می‌دهد که در مجموع زایش هیدروکربن‌ها از سنگ منشأ شیلی با محیط رسوبی دریایی نسبتاً عمیق را نشان می‌دهد. همچنین با توجه به عدم وجود نشانگر زیستی اولنان در نمونه نفت مخزن آسماری، سازند پابده در این میدان، نفت‌زایی نکرده و سازند کژدمی به عنوان سنگ منشأ مولد نفت مخزن آسماری شناخته می‌شود. ارزیابی دقیق پختگی حرارتی نفت (در حقیقت پختگی حرارتی کروژن سنگ منشأ) با استفاده از نسبت‌های $C_{29.20S}/(20S+20R)$ از خانواده استران‌ها در مقابل $C_{29.\beta\beta}/(\beta\beta+\alpha\alpha)$ نشان می‌دهد که تفاوت فاحشی بین بلوغ نفت‌های آسماری و سروک دیده نمی‌شود (شکل 6).

وجود تغییرات، در درصد‌های مختلف هیدروکربنی در افق‌های مختلف مخزنی، مستقیماً نمی‌تواند بیانگر وجود سنگ‌های منشأ مختلف در حوضه رسوبی باشد. برای این منظور، می‌توان از چگونگی توزیع ترکیبات برش اشباع نمونه‌های مختلف نفتی بهره گرفت.

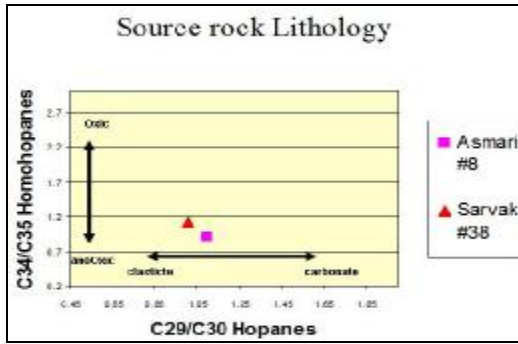
با توجه به نحوه توزیع ترکیبات اشباع نمونه‌های نفت خام مخازن مختلف میدان منصوری در کروماتوگرام‌های گازی مربوط در شکل 2 و ارجحیت زوج کربن‌ها نسبت به فرد کربن‌های مجاور آنها، می‌توان این‌گونه نتیجه گرفت که تمامی نمونه‌های فوق تنها دارای یک منشأ هستند.

همان‌طور که از جدول 5 ملاحظه می‌گردد، تمامی نمونه‌ها دارای مقادیر CPI نزدیک به 1 یا کمتر می‌باشند که نشان‌دهنده زایش هیدروکربن‌ها از سنگ منشأ با بلوغ مناسب است [15]. علاوه بر این، روند افزایش ترکیبات آلکان-های نرمال در زمینه کروماتوگرام، نشان‌دهنده عدم وجود نقش سنگ‌های منشأ متعدد در تولید نفت‌های مختلف در این میدان می‌باشد. از طرف دیگر، عدم وجود برآمدگی ماهی³⁷ در زمینه کروماتوگرام‌ها، این برداشت را قوت می‌بخشد که تمامی آنها از سنگ منشأ کژدمی زایش یافته‌اند (اثر انگشت نشانگر زیستی سازند کژدمی در ادامه نشان داده شده است).

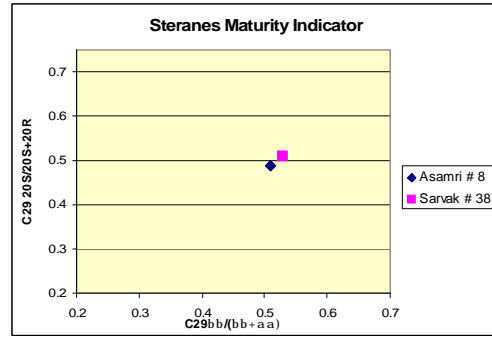
با توجه به مطالب بالا، وجود سیستم نفتی دوگانه و یا چندگانه که حاکی از وجود سنگ‌های منشأ مختلف با درجات بلوغ متفاوت و نوع و کیفیت هیدروکربن‌های گوناگون باشد، تقریباً منتفی بوده، میدان منصوری دارای یک سیستم نفتی می‌باشد.

مقادیر نسبت پریستان به فیتان برای نمونه‌های تحت آزمایش که از آنالیز برش اشباع نمونه‌ها توسط کروماتوگرافی گازی بدست آمده (جدول 6)، در محدوده 1 می‌باشد. این نسبت در مورد نفت مخزن ایلام مقدار کمتری در مقایسه با سایر نمونه‌ها دارد. از آنجا که نسبت پریستان به فیتان در محدوده 2 تا 0/75 بترتیب نشان‌دهنده محیط‌های اکسیدی تا احیایی است و از طرف دیگر این نسبت در بلوغ کامل یک سنگ منشأ در محدوده 1/5 تا 0/5 قرار می‌گیرد، از این پارامتر در این محدوده‌ها، برای تعیین نوع محیط رسوبی و میزان پختگی نفت‌ها نمی‌توان استفاده کرد و به همین جهت، از نسبت‌های هویان‌ها و استران‌ها که اطلاعات دقیق‌تری در اختیار می‌گذارند استفاده می‌شود [15].

شکل 5، نسبت‌های پریستان به فیتان، پریستان به آلکان نرمال C_{17} و فیتان به آلکان نرمال C_{18} برای نمونه‌های تحت مطالعه را نشان می‌دهد. نمونه‌های نفتی مخزن آسماری و



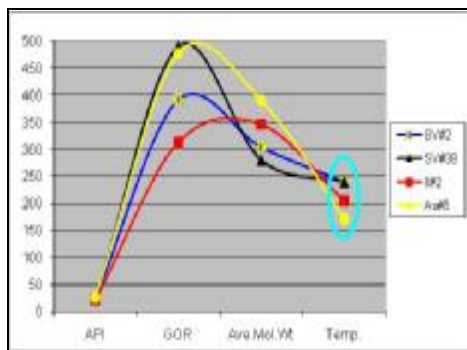
شکل 8: تعیین لیتولوژی سنگ‌های منشأ مولد نفت‌های میدان منصورى بر اساس نمونه‌های آسمارى و سروک با استفاده از نشانگرهای زیستی.



شکل 6: مقایسه بلوغ نفت‌های مخازن آسمارى و سروک در میدان منصورى بر اساس نشانگرهای زیستی استران‌ها (چاه‌های 8 و 38).

چنان که قبلاً اشاره شد، نفت مخزن ایلام خاصیت آروماتیکی بیشتری دارد و تا اندازه‌ای سنگین‌تر از نفت سایر افق‌های مخزنی در سازندهای آسمارى و سروک است (بر اساس درجه API و چگونگی درصد‌های حاصل از جداسازی). رسم خصوصیات فیزیکی- شیمیایی نفت مانند درجه API، نسبت گاز به نفت، توزیع میانگین جرم مولکولی و دمای مخزن نفت‌های آنالیز شده در مقابل یکدیگر، اطلاعات خوبی بدست می‌دهد (شکل 9).

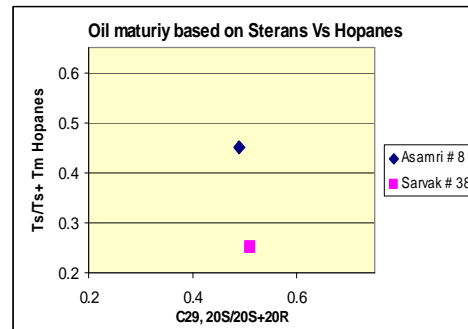
در میان نفت‌های آنالیز شده، مقادیر فاحشی از تغییرات درجه API دیده نمی‌شود، ولی نفت ایلام نسبت به بقیه اندکی سنگین‌تر می‌باشد و درجه API آن کمتر است. همین نفت کمترین میزان نسبت گاز به نفت را دارد، درحالی که این نسبت برای نفت مخازن آسمارى (چاه شماره 8) و سروک (چاه شماره 38)، تقریباً مشابه است. لایه‌های بالایی مخزن سروک (چاه شماره 20) حالتی بین این سه نمونه دارد.



شکل 9: چگونگی روند پارامترها و خواص فیزیکی نمونه‌های نفت مخازن مختلف میدان منصورى.

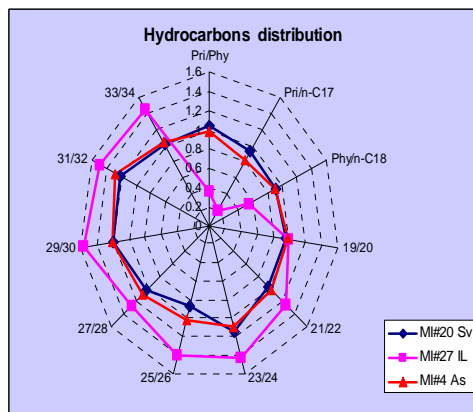
از طرف دیگر استفاده از دو پارامتر دیگر، یعنی $C_{29,20S}/(20S+20R)$ از استران‌ها و $Ts/(Ts+Tm)$ از هوپان‌ها نیز نسبت مشابهی را در هر دو نمونه نشان می‌دهد. البته نسبت $Ts/(Ts+Tm)$ از نظر مقدار عددی، مقادیر را اندکی بیشتر نشان می‌دهد. نسبت $Ts/(Ts+Tm)$ به لیتولوژی سنگ منشأ و آثار فرآیندهای ثانوی پس از تجمع نفت در مخازن حساس می‌باشد (شکل 7).

رسم اپیمرهای C_{34}/C_{35} در مقابل C_{29}/C_{30} از هوپان‌ها نیز نشان می‌دهد، سنگ منشأ دیگری در تولید هیدروکربن-های میدان منصورى، بجز سازند کژدمی نقش نداشته و سنگ منشأ مولد این نفت‌ها، در محیطی احیایی و با لیتولوژی شیل (همراه با اندکی ویژگی‌های کربناته) رسوب کرده است (شکل 8).



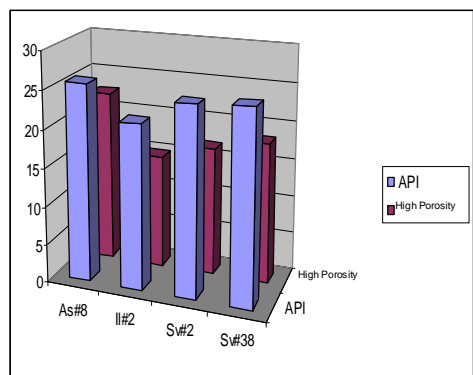
شکل 7: ارزیابی میزان بلوغ نفت‌های مخازن آسمارى و سروک در میدان منصورى بر اساس نشانگرهای زیستی استران‌ها در مقابل هوپان‌ها (چاه‌های 8 و 38).

با وجود اینکه نفت مخزن آسمارى، دارای جرم مولکولی بیشتری نسبت به نمونه‌های دیگر است و کمترین دمای مخزن را دارد، درجه API آن نسبت به نفت مخزن ایلام



شکل 11: مقایسه توزیع ترکیبات اشباع (آلکان‌ها) نمونه‌های نفت خام مخازن مختلف میدان منصور.

این تفاوت نشان می‌دهد که نفت مخزن آسماری از نوع پارافینیک است، در حالی که نفت مخزن ایلام با داشتن آلکان‌های نرمال سنگین، دارای مقادیر زیادی ترکیبات سنگین آروماتیک و مقادیر زیاد رزین و آسفالتن می‌باشد. مقایسه میزان و توزیع تخلخل در مقابل درجه API نفت‌های تجمع یافته نیز همخوانی خوبی را نشان می‌دهد (شکل 12).



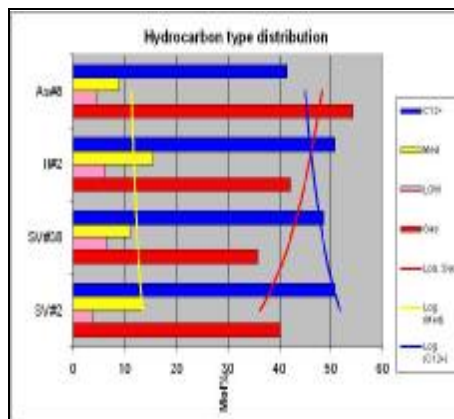
شکل 12: مقایسه تغییرات تخلخل حداکثر در مقابل درجه API نفت‌های تجمع یافته در میدان منصور.

سناریوی دیگری نیز می‌تواند در این میدان مطرح باشد، شامل فازهای مهاجرتی نفت‌های تولید شده از سنگ منشأ در ارتباط با تغییرات لیتولوژی لایه‌های مختلف مخزنی در میدان است. در این فرضیه می‌توان چنین تصور کرد که ابتدا زایش و مهاجرت هیدروکربن‌ها در مرحله اول صورت گرفته و مخازن سروک، ایلام و آسماری را تغذیه نموده است. این مهاجرت زمانی رخ داده که تجمع هیدروکربن‌های اولیه (عموماً ترکیبات سنگین در زایش اولیه مقادیر بیشتری دارند) در مخزن سروک صورت گرفته و سپس از مسیر شکستگی‌های

اندکی بیشتر است و در نقطه مقابل نفت مخزن ایلام با داشتن دمای مخزن اندکی بیشتر (205° F)، توزیع جرم مولکولی ترکیبات موجود در آن متفاوت از نفت مخازن آسماری و سروک است. چنین توزیعی بین پارامترهای فیزیکی، می‌تواند ناشی از ویژگی‌های لایه‌های مخزنی و یا تغییرات تخلخل و تراوایی باشد.

این توزیع نشان می‌دهد که نفت‌های واقع در لایه‌های شرقی میدان، دارای کیفیت بهتری بوده و در حرکت به سمت مرکز میدان نفت‌های تجمع یافته اندکی سنگین و سپس در منتهی الیه غربی میدان مجدداً کیفیت نفت‌ها بهتر است (شکل 10). این برداشت مرتبط با میزان تخلخل و توزیع آنها در کل میدان است، درحالی‌که شمال شرق و شرق میدان تقریباً تخلخل بالایی دارند، در حرکت به طرف مرکز، غرب و شمال غرب میدان، از مقادیر آن کاسته می‌شود. این روند و روند توزیع کیفیت نفت‌ها، همخوانی دارد.

مقایسه توزیع آلکان‌های نرمال نفت‌های تحت مطالعه، حاکی از وجود ترکیبات سنگین آلکان‌های نرمال با غلظت‌های زیاد در نفت مخزن ایلام (از C₂₁ تا C₃₄) است، در حالی که میانگین جرم مولکولی نفت مخزن آسماری بیشتر از نفت مخزن ایلام است (شکل 11).



شکل 10: چگونگی روند اجزاء ترکیبات مختلف بر اساس توزیع جرم مولکولی آنها (گاز، ترکیبات با جرم مولکولی کم و برش‌های مختلف هیدروکربن و غیر هیدروکربنی) نمونه‌های نفت خام در مخازن مختلف میدان منصور.

فرآیند تجزیه میکروبی در نفت افق‌های تحت بررسی بر اساس توزیع ترکیبات آلکان‌های اشباع و نسبت‌های پریستان و فیتان و CPI، مشاهده نگردید.

در نهایت دو سناریو به عنوان عامل تغییرات درجه API نفت مخازن مختلف میدان منصوری نتیجه می‌شود:

– با وجود اینکه نفت مخزن آسماری، دارای بیشترین جرم مولکولی و کمترین دمای مخزن نسبت به نمونه‌های دیگر است، درجه API آن نسبت به نفت مخزن ایلام اندکی بیشتر است و در نقطه مقابل، نفت مخزن ایلام با داشتن دمای مخزن بیشتر، توزیع جرم مولکولی ترکیبات موجود در آن متفاوت از نفت مخازن آسماری و سروک است. چنین توزیعی بین پارامترهای فیزیکی، می‌تواند ناشی از ویژگی‌های لایه‌های مخزنی و یا تغییرات تخلخل و تراوایی باشد.

– سناریوی دیگر، شامل فازهای مهاجرتی نفت‌های تولید شده از سنگ منشأ در ارتباط با تغییرات لیتولوژی لایه-های مختلف مخزنی در میدان است.

8- تقدیر و تشکر

از شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب و کارکنان محترم آن، بویژه آقای مسعود شایسته به جهت همکاری مداوم در انجام این تحقیق و همچنین از پژوهشگاه صنعت نفت و همکاران محترم شاغل در آن مرکز علی‌خصوص آقای دکتر معماریانی و آقای دکتر کمالی به خاطر همکاری در انجام آنالیزهای ژئوشیمیایی، کمال تشکر و قدردانی می‌شود.

مراجع

- [1] اشکان، سید علی محمد؛ (1383)؛ اصول مطالعات ژئوشیمی سنگ‌های منشأ هیدروکربوری و نفت‌ها با نگرش ویژه به حوضه رسوبی زاگرس؛ انتشارات مدیریت اکتشاف؛ ص 152 تا 185 و 212 تا 240.
- [2] حیدری فرد، محمدحسین؛ شایسته، مسعود؛ (1385)؛ مطالعه تغییرات گرادیان حرارتی مخزن آسماری در فروافتادگی دزفول؛ گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب؛ ش پ-6008، ص 97 و 142 تا 146.
- [3] قنوتی، کیارش؛ (1385)؛ فاز تعیین مشخصات زمین-شناسی مخزن از مطالعه جامع مخزن بنگستان میدان منصوری؛ گزارش داخلی شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب؛ ش پ-6001، ص 1 تا 16.

واقع در لایه‌های پایینی مخزن سروک، نفت به مخزن ایلام مهاجرت کرده است. وجود لایه‌های شیلی در بخش‌هایی از مخزن ایلام، باعث گردیده تا مقادیر سولفور آن کاسته شود (در قالب ساختار سنگ مخزن قرار گرفته است) و ترکیبات سنگین به همراه برش‌های رزین و آسفالتن در لایه‌هایی از مخزن ایلام باقی بماند و به آهستگی کیفیت نفت سنگین را به نمایش بگذارد.

در فازهای بعدی زایش و مهاجرت، بخشی از نفت‌های موجود در مخزن ایلام به طرف مخازن بالاتر رانده شده‌اند. این برداشت با وجود آب‌دهی (اشباع آب بالا) در قسمت‌های جنوبی میدان مطابقت دارد. در عین حال، مهاجرت نفت به بخش‌های شمالی و شرق میدان ادامه داشته است. این پدیده به آهستگی در طول تاریخ زمین باعث گردیده که درجه API نفت مخزن ایلام در قسمت‌های مرکزی میدان کاهش یابد و نفت‌های سبک (زایش‌های بعدی از سنگ منشأ معمولاً با توجه به بلوغ بیشتر، اندکی سبکتر می‌گردند) به آهستگی به مخازن بالاتر جابجا شده‌اند. همچنین در فازهای بعدی زایش و مهاجرت نفت، نفت سبک با بلوغ بیشتر وارد مخزن سروک شده و کیفیت نفت آن را بهبود بخشیده است. از طرف دیگر، پدیده آب‌دهی قسمت‌های جنوبی مخزن ایلام می‌تواند از کج-شدگی سیالات³⁸ ناشی شده باشد، که در این مورد باید مطالعات بیشتری صورت گیرد.

7- نتیجه

بر اساس اطلاعات حاصل از آنالیز کروماتوگرافی گازی-طیف‌سنجی جرمی، به دلیل عدم وجود نشانگر زیستی اولنان در نمونه نفت مخزن آسماری، سازند پابده در میدان منصوری، نفت‌زایی نکرده است.

بر اساس پارامترهای مختلف ژئوشیمیایی، نمونه‌های نفتی مخزن آسماری و لایه‌های مختلف نفتی مخزن سروک در این میدان، کم و بیش شباهت‌هایی با هم دارند که حاکی از زایش هیدروکربن‌ها از یک سنگ منشأ شیلی (تا اندازه‌ای کربناته) با محیط رسوبی دریایی نسبتاً عمیق و شرایط احیایی است. بر همین اساس سازند کژدمی به عنوان سنگ منشأ مولد نفت مخازن آسماری، ایلام و سروک در میدان منصوری شناخته می‌شود.

تجزیه و تحلیل اطلاعات بدست آمده از آنالیزهای ژئوشیمیایی نشان می‌دهد که سنگ منشأ دوم و یا سومی در تولید هیدروکربن این میدان نقش نداشته و مجموعه نفتی میدان منصوری، یک تک سیستمی است.

- [15] Peters, K.E.; Moldowan, J.M.; 2005; *The Biomarker Guide*, Prentice Hall, New Jersey, pp.157-158.
- [16] Wegner, L.M.; Davis, C.L.; Isaksen, G.H.; 2001; "Multiple Controls on Petroleum Biodegradation and Impact on Oil Quality"; SPE, 71450, pp.1-14.

پی نوشت

- 1 Oil reserve
- 2 Gas condensate
- 3 Dry gas
- 4 Thermal cracking
- 5 Gas/oil ratio
- 6 Biomarker
- 7 Gas Chromatography
- 8 Gas Chromatography/Mass Spectrometry
- 9 Hunt
- 10 Barkers
- 11 Wegner
- 12 Evaporative fractionation
- 13 Gravity Segregation
- 14 Deasphalting
- 15 Water washing
- 16 Biodegradation
- 17 Murray County
- 18 Garvin County
- 19 Oklahoma
- 20 Oil Creek Formation
- 21 Kaufman
- 22 Burgan
- 23 Mauddud
- 24 Wara
- 25 Hernandez
- 26 Nar-1
- 27 Naricual
- 28 Bucare- Bosque
- 29 Dezful Embayment
- 30 Under Saturated
- 31 Pyrolysis
- 32 Pars Basin Modeling
- 33 Retention Time
- 34 Rotary Evaporator
- 35 Carbon Preference Index
- 36 Quadropole
- 37 Hump
- 38 Tillting

- [4] کامالی، محمدرضا؛ قربانی، بیوک؛ (1385)؛ ژئوشیمی آلی از فیتوپلانکتون تا تولید نفت؛ انتشارات آراین زمین؛ ص 161 تا 165.

- [5] Barkers, C.; 1996; *Thermal Modeling of Petroleum Generation: Theory & Application*, University of Tulsa, Geosciences Department (Development in Petroleum Science 45), Elsevier, pp. 36-40.
- [6] Bordenave, M.L.; 2002; "The Middle Cretaceous to Early Miocene Petroleum System in the Zagros Domain of Iran, and its Prospect Evaluation"; AAPG Annual meeting, Houston, Texas, pp.1-7.
- [7] EDCO Kish International; 2005; *Geophysical Interpretation, Reservoir Study, Technical and Economical Analysis of Mansuri Oil Field Development in Asmari Formation, Geological Studies Report, Version B*, CTR No. RC-120, pp. 1-40.
- [8] Hernandez, V.; L.Alberdi, M.; A.Vivas, M.; F.Callejon, A.; Rojas, L.; 2002; "Geological Processes Controlling the API Lateral Variations in Naricual Formation, Bosque-Bucare Area, Eastern Venezuela"; AAPG Annual Meeting, Texas, pp.1-10.
- [9] Hunt, J.M.; 1979; "Petroleum Geochemistry and Geology"; W.H. Freeman and Company, pp. 356-373.
- [10] Kamali, M.R.; Fathi Mobarkabad, A.; Mohsenian, E.; 2006; "Petroleum Geochemistry and Thermal Modeling of the Pabdeh Formation in Dezful Embayment"; JUST 32(2), pp.1-11.
- [11] Kaufman, R.L.; Kabir, C.S.; Abdul Rahman, B.; Quttainah, R.; Dashti, H.; Pederson, J.M.; Moon, M.S.; 1998; "Characterizing the Greater Burgan Field Using Geochemical & Other Field Data"; SPE Annual Technical Conference, New Orleans, pp. 533-546.
- [12] Mahmoudian, H.; 2004; *PVT Analysis of Mansuri Reservoir, Well NO.8, Asmari formation*, NIOC-RIPI, PVT Department Report NO. IR93OA1279-295, pp.1-9.
- [13] Mc Cuffry, M.A.; 2007; "Using Oil Biomarkers in Petroleum Exploration"; <http://www.OilTracers.com>; pp.1-7.
- [14] Miller, D.E.; Holba, A.G.; Hughes, W.B.; 1987; "Effects of Biodegradation on Crude Oils"; AAPG Studies in Geology No.25, pp.233-241.