

کاربرد داده‌های گل‌نگاری و پارامترهای پتروفیزیکی در ارزیابی کیفیت مخزنی سازند میشریف در میدان نفتی اسفند، خلیج فارس

کیامرث حسینی^۱، پیمان رضائی*^۱، سجاد کاظم شیرودی^۲ و محمد معینی^۲

۱- گروه زمین‌شناسی، دانشکده علوم پایه، دانشگاه هرمزگان، بندرعباس، ایران

۲- شرکت نفت فلات قاره، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۳/۲۹ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۸/۱۱

چکیده

داده‌های گل‌نگاری حین حفاری، اطلاعات ارزشمندی برای ارزیابی کیفیت سنگ‌های مخزنی، سطح تماس سیال و تراوایی مخزن، براساس گازهای سازند ارائه می‌کنند. در این پژوهش گازهای همراه گل حفاری، خروجی از چاه EIP5-ST2 حفر شده در مخزن میشریف واقع در میدان نفتی اسفند، معادل بخش بالایی سروک به سن آلبین پسین- سنومانین- تورنین پیشین در ژرفای ۳۸۰۲ تا ۴۲۷۰ m با استفاده از کروماتوگرافی پیشرفته گازی ثبت شد و اندازه‌گیری پیوسته‌ای از غلظت گازهای سازند، از اجزای بسیار سبک مانند متان به اجزای سنگین مانند ترکیبات هیدروکربنی C7، C6، C8 و شامل n- هگزان، n- هپتان، n- اکتان، بنزن و تولوئن انجام گردید. در این راستا پس از حذف گاز پس‌زمینه و بدون در نظر گرفتن گاز تریپ، نموداری ترکیبی از مشخصه‌های حفاری، داده‌های گاز و نگار مقاومت رسم گردید و نوع سیال مخزن شناسایی و توسط نگاره‌های مقاومت تایید شد. بر این اساس، در چاه EIP5-ST2 در میدان نفتی اسفند یازده زون شناسایی گردید که زون ۱ آن غیرتولیدی و زون‌های ۴، ۶، ۸ و ۱۰ دارای میانگین تخلخل مفید بالا و اشباع آب کمی هستند و به لحاظ مخزنی در وضعیت خوبی هستند، سایر زون‌ها نیز با اینکه تخلخل مفید بالایی دارند اما به دلیل اشباع آب، همراه با نفت متوسط تولیدی خود مقداری آب نیز تولید می‌کنند و به لحاظ مخزنی نیز ضعیف هستند. همچنین با توجه به تغییرات ROP در مقابل داده‌های گازی به خصوص C1 روند تغییرات تخلخل در زون‌های مخزنی مشخص گردید.

کلمات کلیدی: گل‌نگاری، پتروفیزیک، کیفیت مخزنی، سازند میشریف، میدان نفتی اسفند

*مسئول مکاتبات

آدرس الکترونیکی: p.rezaee@hormozgan.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4199.2905)

مقدمه

امروزه در اکتشافات نفتی و حفاری چاه‌های نفت، از سیستم‌های گل‌نگاری استفاده می‌شود که برای اطمینان از عملکرد طبیعی سازند، با استفاده از حس‌گرهای مختلف، تمامی مشخصه‌های حفاری، ویژگی‌های گل برگشتی از چاه و گازهای همراه گل حفاری توسط کامپیوترهای تعبیه شده توسط واحد گل‌نگاری کنترل می‌گردد که در آن مشخصه‌های مهم عملیاتی و همچنین، وضعیت اشباع هیدروکربن و فشار سازند و غیره تخمین زده می‌شود تا تصمیم‌گیری‌های مربوط به حفاری و تولید کارآمد باشد [۱ و ۲]. با توجه به اینکه بیشتر مخازن، نشانه‌های ژئوشیمیایی مشخصی را از لحاظ انواع و مقادیر اجزای هیدروکربن و نسبت بین آنها نشان می‌دهند، داده‌های گاز با وجود کیفیت بالا به‌طور بالقوه برای ارزیابی و مشخص نمودن کیفیت مخزن مفید است [۳، ۴ و ۵]. استفاده از این داده‌ها در کنار سایر داده‌ها در زمان عملیات حفاری^۱ و نمودارگیری حین حفاری^۲ (LWD) و تلفیق آن با داده‌های پتروفیزیکی امکان شناسایی عمق زون‌های هیدروکربنی در سطوح چینه‌نگاری را فراهم می‌کند و با تکرارپذیری چنین روندی بر روی چاه‌های بیشتر می‌توان آنها را به‌عنوان یک ابزار بسیار مفید برای توسعه محیط عملیاتی پذیرفت [۶]. در تعیین دقیق عمق زون هیدروکربنی باید زمان رسیدن گل از ته چاه به سطح^۳ به‌درستی محاسبه گردد و عمق داده‌های نمودارگیری از گل به‌خوبی قابل انطباق با سایر داده‌ها و نمودار باشد. عوامل زیادی در تعیین دقیق Lag Time دخیل هستند که از جمله آنها می‌توان به تفاوت وزن گل با وزن خرده‌های حفاری، ریزش یا به هم آمدگی دیواره چاه در طول مسیر حرکت خرده‌های حفاری، هرزروی گل^۴، مقدار جریان گل به سطح چاه^۵، قطر لوله حفاری، قطر مته و نرخ گردش گل اشاره کرد. اما در واقعیت به‌دلیل محدودیت‌های فراوان و فرض کم‌تاثیر بودن سایر عوامل، فقط سه مورد

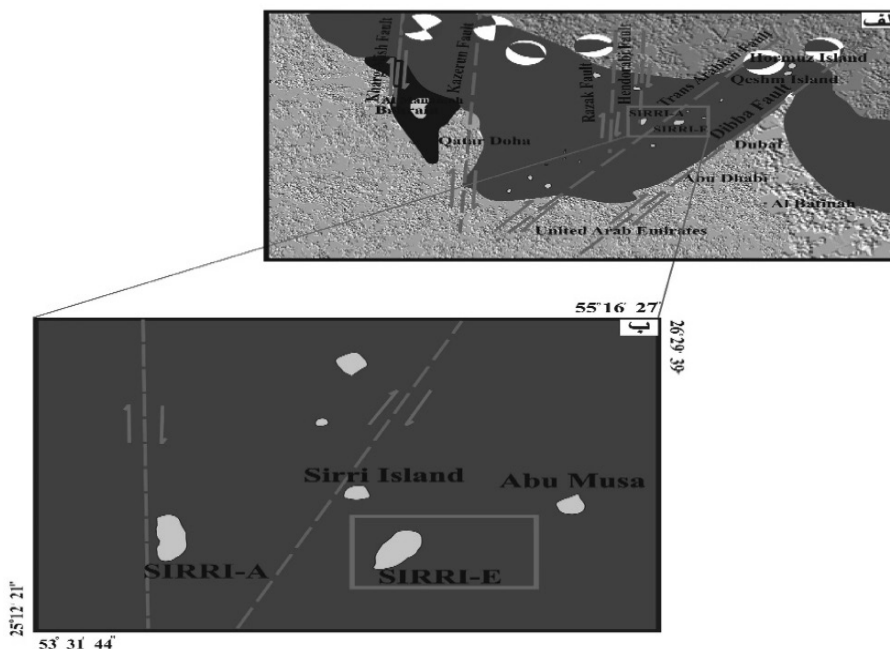
آخر جهت محاسبه Lag Time استفاده می‌شود، در صورتی که همیشه این فرض برقرار نیست. مثلاً اگر داده‌های نمودارگیری از گل حفاری در حد فاصل ۱۰۰ m از حفره‌های باز انتهایی چاه، ۲ m نسبت به داده‌های نمودار پتروفیزیکی اختلاف عمق داشته باشد نشان‌دهنده خطای ثابت محاسباتی بوده و به راحتی می‌توان داده‌ها را با یک شیفت کلی هم‌عمق‌سازی کرد. اما اگر بخشی از داده‌ها ۲ m، برخی ۱ m، و برخی ۲- m اختلاف عمق داشته باشند پدیده‌هایی مانند هرزروی و جریان گل از چاه به سطح می‌تواند سبب تعیین نادرست Lag Time شده و عمق داده‌های نمودارگیری از گل حفاری اشتباه خواهد بود.

هدف از این پژوهش تفکیک زون‌های مولد از غیرمولد به منظور ارزیابی کیفیت مخزنی سازند میشریف با استفاده از انطباق داده‌های گل‌نگاری و پتروفیزیکی در میدان نفتی اسفند واقع در خلیج فارس است. مشابه این پژوهش تاکنون بر روی میدانی نفتی ایران انجام نگرفته است اما تحقیقات مشابهی در کشورهای عربی حوضه خلیج فارس مانند کویت، عربستان و امارات متحده عربی [۴-۵ و ۷-۹] صورت گرفته است.

موقعیت جغرافیایی و زمین‌شناسی

میدان نفتی اسفند (سیری E) در بخش ایرانی خلیج فارس، مجاور مرز آبی ایران-دبی و در ۹۰ km سواحل ایران و ۲۰ km جنوب خاوری جزیره سیری با مختصات جغرافیایی $30^{\circ}25'54''$ عرض شمالی و $54^{\circ}54'31''$ طول خاوری واقع شده است (شکل ۱ الف و ب). میدان نفتی سیری اسفند یک ساختمان طاقدیسی است که تا اندازه‌ای در امتداد یک محور شمال-شمال خاوری، جنوب-جنوب باختری کشیده شده است [۱۰ و ۱۱].

1. Real Time
2. Logging While Drilling
3. Lag Time
4. Loss.
5. Gain



شکل ۱ الف و ب) موقعیت جغرافیایی میدان نفتی سیری E (اسفند) در خلیج فارس برگرفته از [۱۰]

روش مطالعه

در این پژوهش، پس از کالیبراسیون دستگاه کروماتوگراف گازی، گازهای همراه گل حفاری، خروجی از چاه EIP5-ST2 حفر شده در مخزن میشریف در ژرفای ۳۸۰۲-۴۲۷۰ m، توسط دستگاه تله گازی^۱ حبس و از طریق خطوط انتقال گاز، گازهای مخزنی به همراه هوای تولید شده توسط کمپرسور هوا و هیدروژن تولید شده توسط دستگاه مولد هیدروژن^۲ به دستگاه پنل پردازش گاز^۳ و از آنجا به کروماتوگرافی گازی^۴ انتقال و مورد تجزیه قرار گرفت. همچنین برای تعیین مشخصه‌های پتروفیزیکی مخزن شامل سنگ‌شناسی، اشباع آب، تخلخل مفید و حجم شیل از نگاره‌های چاه‌پیمایی و ارزیابی پتروفیزیکی استفاده شده است. داده‌های خام این چاه شامل نگاره‌های پرتوی گاما، چگالی، صوتی، مقاومت، نوترون است، که توسط نرم‌افزار ژئولاگ 6.7 (Geolog 6.7) که یکی از شناخته‌شده‌ترین نرم‌افزارهای مورد استفاده در تحلیل پتروفیزیکی است.

سازند سروک به سن کرتاسه پیشین تا اوایل کرتاسه پسین (آلبین پسین- سنومانین- تورنین پیشین) مهم‌ترین مخزن کربناته ایران در این میدان است [۱۲-۲۱]. این سازند در فارس ساحلی و شمال خلیج فارس با واحدهای معادل کرتاسه پیشین تا اوایل کرتاسه پسین گروه واسیا (مودود، احمدی و میشریف) در جنوب خلیج فارس و سازندهای وارا، احمدی و میشریف در عراق و عربستان سعودی معادل است. در کرتاسه پیشین تا اوایل کرتاسه پسین، سازند سروک از پایین به بالا به سه ممبر مودود، خاتیا و میشریف تقسیم می‌شود [۱۰ و ۲۲] (شکل ۲). در گستره مورد مطالعه سازند میشریف با مرزی از نوع ناپیوستگی فرسایشی در زیر سازند ایلام و مرزی از نوع تدریجی در بالای سازند خاتیا (معادل بخش احمدی سازند سروک در زاگرس) قرار می‌گیرد [۱۶]. مرز بالایی سازند میشریف ناپیوستگی تورونین است و این ناپیوستگی که در راس سازند وجود دارد در سراسر صفحه عربی و زاگرس قابل تشخیص است [۲۳-۲۶].

1. Gas trap
2. H₂ Generator
3. Gas Treatment Panel (GTP)
4. Gas Chromatograph

Stage	Lithostratigraphy		Chronostratigraphy		Sharland et al.2001		
			West	East	MFS	Age	Mega Seq
Coniacian	Bangestan Group	Aruma Group	Saudi Arabia	Kuwait	K150	88 Ma	Ap9
Turonian			Halul	Ilam			
Cenomanian	Bangestan Group	Wasia Group	Turonian age unconformity	Burgan Arch	K140	93 Ma	Ap8
			HST	Mishrif	K130	95 Ma	
Albian	Bangestan Group	Wasia Group	Ahmadi	Sarvak	K120	98 Ma	
			Wara	Maudud	K110	101 Ma	
			Burgan 3rd Sand	Kazhdumi	K100	106 Ma	
			Burgan 4rd Sand		K90	111 Ma	

شکل ۲ توالی کرتاسه پیشین تا اوایل کرتاسه پسین (آلبین پسین - سنومانین - تورنین پیشین) زاگرس و صفحه عربی برگرفته از [۱۵]

و در مرحله پایانی حجم چاه بر Pump Rate تقسیم گردید و زمان Lag Time به دست آمد:

$$\text{Lag Time in minute} = \text{Annular Volume in (bbl)} / \text{Pump Rate in (bbl/min)}$$

$$\text{Lag Time in minute} = \text{Annular Volume in (bbl)} / \text{Pump Rate in (bbl/stroke)}$$

بحث

کیفیت کنترل استاندارد که در تحلیل داده‌های گاز استفاده می‌شود، نسبت مجموع Total Gas/sum HC (جمع HC/ گاز کل) نسبت به ژرفا است. در این نسبت مجموع هیدروکربن‌ها از C1 تا C8، تولوئن، بنزن، نیتروژن و دی‌اکسیدکربن است که توسط دستگاه گرماتوگرافی گازی حین حفاری اندازه‌گیری شده است اما با وجود کالیبره کردن دستگاه گرماتوگراف گازی، داده‌های حاصل از آنالیز گازهای مخزن با عدم قطعیت همراه است. عوامل ایجادکننده عدم قطعیت در نتایج گرماتوگراف گازی (GC) شامل نحوه نمونه‌برداری، عدم قطعیت‌ها در مرحله کالیبره کردن دستگاه، طول عمر تجهیزات اندازه‌گیری، شرایط محیطی (دما، فشار و رطوبت هوا)، مهارت اپراتور و سرعت عمل، دانش ناکافی و از همه بدتر عدم قطعیت ناشی از عدم کالیبراسیون دستگاه است که بر فرآیند اندازه‌گیری و تجهیزات

مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفت و با داده‌های حاصل از عملیات گل‌نگاری شامل نتایج آنالیز گازهای مخزن، پارامترهای حاصل از خصوصیت گل برگشتی از چاه و پارامترهای حفاری (ROP, WOB) به منظور شناسایی کیفیت بهتر زون‌های مخزنی منطبق گردید، همچنین با توجه به عدم هر گونه هرزروی (Loss) و افزایش جریان گل به سطح (Gain) در طول حفاری، تشخیص دقیق‌تر عمق نمونه‌های دارای آنومالی گازی با استفاده از فرمول‌های محاسبه Lag Time (زمان رسیدن گل یا خرده‌های حفاری از انتهای چاه به سطح برحسب دقیقه) به شرح ذیل با دقت هر چه بیشتر مشخص گردید:

$$\text{Lag Time} = K * \text{Depth} / \text{GPM}$$

K ضریب مته و برابر است با مساحت فضای بین دیواره استاندارد چاه و لوله حفاری، تقسیم بر ضریب تبدیل یک گالن بر متر مربع که ۰/۰۰۳۷۸۵ است. Depth عمق مته درون چاه برحسب متر و GPM نرخ جریان گل برحسب گالن بر دقیقه است [۲۷ و ۲۸]. طی این محاسبات در مرحله اول خروجی پمپ^۱ محاسبه گردید:

$$\text{Triplex Pump Output (bbl/stroke)} = (\text{efficiency}) * (0.000243) * (\text{liner diameter (inch)}) * (\text{stroke length (inch)})$$

در مرحله دوم ظرفیت فضای حلقوی^۲ محاسبه گردید:

$$\text{Annular capacity in bbl/ft} = (D_h^2 - D_p^2) \div 1029.4$$

1. Pump Output
2. Annular Volume

در تعداد اتم‌های کربن آن. بنابراین رابطه ۱ عبارت است از:

$$GQC = \left(\frac{TG}{C1 + (2 \times C2) + (3 \times C3) + (4 \times C4) + (5 \times C5) + (6 \times C6) + (7 \times C7) + (8 \times C8)} \right) \quad (1)$$

QC ذکر شده در معادله فوق، فرآیند اصلی است که برای ارزیابی گاز کاملاً ضروری است. اما دو فرآیند QC دیگر هم بر روی داده‌ها اجرا می‌شود. یکی قبل از فرآیند اصلی و دیگری پس از آن. گام بعدی، محاسبه ترشوندگی هیدروکربنی، نسبت شاخص، نسبت تعادلی و رسم آنها در مقابل ژرفا است. نسبت متان به سایر آلکان‌های سنگین به‌عنوان یک شاخص معقول و معتبر از پتانسیل تولید گاز، میعانات^۲ گازی، نفت و آب است. بر این اساس با توجه به نسبت‌های زیر می‌توان نوع سیالات مخزنی، گرانیوی نفت و گاز مرطوب و پتانسیل تولید مخزن را ارزیابی نمود [۴، ۳۳ و ۳۴]. نمودار نسبت ترشوندگی (GWR=Wh) از نسبت هیدروکربن‌های C2-C3-C4-C5-C6-C7-C8 بر تمام هیدروکربن‌های C1-C2-C3-C4-C5-C6-C7-C8 (برحسب ppm) حاصل از آنالیز توسط کروماتوگراف گازی محاسبه و رسم می‌گردد (رابطه ۲). ترشددگی بالا به معنی مقدار زیاد گاز تر یا نفت در سیستم است. این مشخصه به‌عنوان GWR^۴ شناخته می‌شود.

(۲)

$$GWR = Wh = \left(\frac{C2 + C3 + C4 + C5 + C6 + C7 + C8}{C1 + C2 + C3 + C4 + C5 + C6 + C7 + C8} \right) \times 100$$

این نسبت خصوصیات آلکان‌های سنگین را اندازه‌گیری و تراکم آنها را در زون‌های مخزنی نشان می‌دهد.

- اگر $Wh < 0.5$ باشد، گاز سبک، خشک و فاقد پتانسیل تولید است.

- اگر $0.5 < Wh < 1.7$ باشد، پتانسیل تولید گاز دارد.

اندازه‌گیری یا نمونه‌های مورد اندازه‌گیری اثرات نامطلوبی می‌گذارد. سایر مواردی که می‌توانند از جمله منابع یا مولفه‌های عدم قطعیت در نظر گرفته شوند شامل: ۱- مقدار تخصیص داده شده به استانداردهای اندازه‌گیری و مواد مرجع ۲- تغییر در مشخصه‌ها یا عملکرد تجهیزات اندازه‌گیری از زمان کالیبراسیون قبلی ۳- مقدار ثابت‌ها یا سایر پارامترهای مورد استفاده در ارزیابی داده‌ها ۴- مفروضات و تقریب‌های مرتبط با روش اندازه‌گیری ۵- نوسانات در مشاهدات تکراری که تحت شرایط ثابت انجام شده است [۲۹ و ۳۰]. بنابراین نمی‌توان براساس این اطلاعات و داده‌ها میزان و چگونگی تولید و رفتار مخزن را در آینده به‌طور قطعی پیش‌بینی کرد. با تجزیه و تحلیل عدم قطعیت‌های موجود در مخازن نفت و گاز می‌توان عواملی را که بیشترین تاثیر روی عملکرد مخازن هیدروکربنی دارند را شناسایی کرد [۳۱]. حداکثر خطای کالیبراسیون قابل قبول برای دستگاه کروماتوگراف گازی در یک گاز استاندارد به شرح زیر است (جدول ۱) [۳۲]:

جدول ۱ حداکثر خطای کالیبراسیون قابل قبول برای دستگاه کروماتوگراف گازی

C1	٪۱
C2 -C8	٪۵
N _۲ , CO _۲ , Toluene	٪۵
Benzene	٪۲۰

میزان گاز ثبت شده به متغیرهای زیادی از جمله مقادیر گاز سازند، فشار مخزن، چگالی، گرانیوی گل حفاری، سرعت حفاری، نرخ نفوذ مته در سازند (ROP)، بازده تله گازی، بازده آشکارساز گاز و تنوع سرعت جریان گل حفاری بستگی دارد [۴] مقاطعی که تابع آنها بین ۰/۸ تا ۱/۲ است، معمولاً به‌عنوان مقاطعی با کیفیت داده گاز مناسب در نظر گرفته می‌شوند [۳۲]. در GQC^۱ (رابطه ۱) مجموع HC حساب شده عبارت است از حاصل ضرب هر جزء

1. Gas Quality Control
2. Condensate
3. Parts Per Million
4. Gas Wetness Ratio

مقایسه نسبت ترکیبات سنگین^۱، حضور یک سیال هیدروکربنی سنگین قابل تشخیص است و این به تمایز یک سیستم گازی بسیار مرطوب از نفت با گراویده بالا کمک می‌کند.

- اگر $Wh < 0.5$ و $Ch < 0.5$ یک جز اصلی باشد، نشان‌دهنده یک فاز گازی است (گاز مرطوب و میعان‌ات گازی).

- اگر $Wh > 0.5$ باشد، معرف تولید یک فاز مایع است (گاز مرطوب به‌همراه نفت سبک).

- همچنین از نسبت $(C1/(C4+C5))$ جهت تعیین مقادیر هیدروکربن‌های سنگین استفاده می‌شود و بالا بودن این نسبت مقادیر پایین هیدروکربن‌های سنگین را نشان می‌دهد.

- $C3/C4$ و $C3/C5$: هر دو این نسبت باید بالاتر از یک باشد، اگر نسبت $C3/C5$ بالاتر از $C3/C4$ باشد

مقادیر هیدروکربن‌های سنگین پایین‌تر است
- $iC4/nC4$ و $iC5/nC5$: این نسبت یکی از شاخص‌های شناخته شده جهت شناسایی فرآیندهای تجزیه بیولوژیکی است و هر مخزنی که نسبت $iC5/nC > 5$ باشد، مشکوک به تجزیه بیولوژیکی است.

مقاطع متفاوت و نگاره‌های ایده‌آلی در شکل ۳ نشان داده شده‌اند. از کاربردهای جذاب این رابطه، می‌توان به تشخیص و تمایزگذاری بین هیدروکربن باقی‌مانده و به تله افتاده، به‌ویژه هنگامی که نمودارهای تعادل بسیار پایین‌تر از نمودارهای ترشدهگی و > 40 هستند، اشاره نمود. وجود آثار و بقایای نفت‌های باقی‌مانده در حوضه‌های مختلف گزارش شده و متخصصین تلاش می‌کنند علت وجود این نوع سیالات به تله افتاده را درک نماید، شناخت این پدیده می‌تواند کمک‌های شایانی به فهم فرآیندهای مهاجرتی هیدروکربن نماید. همچنین نوع سیال مخزن را می‌توان به کمک ترکیبی از تعداد زیادی از نسبت‌ها در گازهای نگار سیال حفاری مشخص نمود.

- اگر $Wh < 40$ و $17/5 < Wh$ باشد، پتانسیل تولید نفت (افزایش گراویده نفت همراه با افزایش ترشدهگی) دارد.

- اگر $Wh > 40$ باشد، بیانگر نفت سنگین و بازماندی بوده و فاقد پتانسیل تولید است.

نمودار نسبت تعادلی (LHR=BH) شامل نسبت C1 و C2 بر C3-C5-C6-C7-C8 می‌شود (رابطه ۳). هر چه این عدد بالاتر باشد، گاز سبک‌تر است. این مشخصه همچنین تحت عنوان نسبت اجزای سبک به سنگین (LHR) شناخته می‌شود.

$$LHR = Bh = \left(\frac{C1+C2}{C3+C4+C5+C6+C7+C8} \right) \quad (3)$$

فرمول فوق نسبت آلکان‌های سنگین خالص به آلکان‌های سبک خالص را اندازه‌گیری می‌کند.

- اگر $Wh < 0.5$ و $Bh > 100$ باشد، گاز خشک، سبک و فاقد پتانسیل تولید است.

- اگر $17/5 < Wh < Bh$ و $Wh > 100$ باشد، پتانسیل تولید گاز و افزایش چگالی گاز با منحنی همگرا خواهد بود.

- اگر $Wh > Bh$ و $17/5 < Wh > 0.5$ باشد، پتانسیل تولید میعان‌ات گازی همراه با افزایش گراویده نفت را دارد.

- اگر $Wh > Bh$ و $Wh < 40$ و $17/5 < Wh$ باشد، پتانسیل تولید نفت و کاهش گراویده نفت با منحنی واگرا خواهد بود.

- اگر $Wh > Bh$ و $Wh < 40$ و $17/5 < Wh$ باشد، نفت بازماندی و چگال، غیرتولیدی یا با پتانسیل تولید بسیار پائین است.

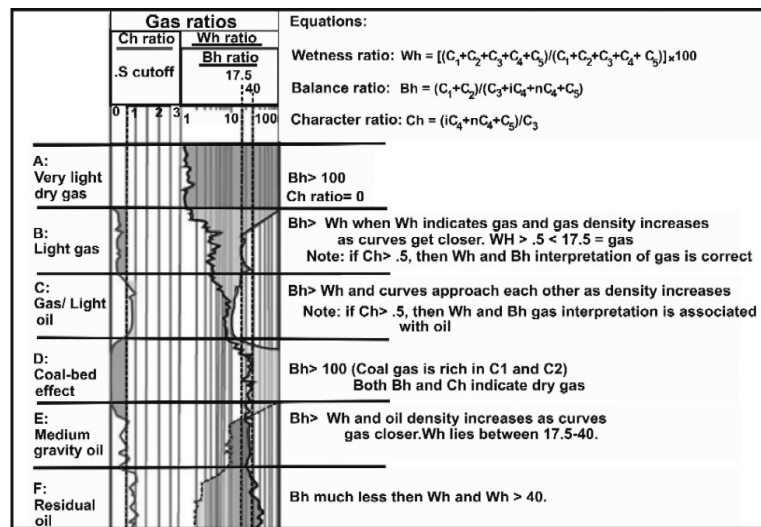
- اگر $Wh > 40$ باشد، غیرتولیدی یا همراه با اشباع آب (زون آبدار) است.

نسبت شاخص (OCR=CH) براساس نسبت گازهای C4-C5 بر C3 محاسبه می‌شود (رابطه ۴). گازهای سبک دارای CH کمتر از 0.5 و گازهای سنگین دارای نسبت بزرگ‌تر از 0.5 هستند، همچنین این مشخصه تحت عنوان OCR^۲ شناخته می‌شود.

$$OCR = CH = \frac{C4+C5}{C3} \quad (4)$$

با حذف هیدروکربن‌های سبک (اتان و متان) و

1. Light to Heavy Components Ratio
2. Oil Character Ratio
3. Heavy Components Ratio



شکل ۳ نمودار ترشدگی به عنوان ابزاری برای تشخیص نوع سیال از گازهای نمودارهای سیال حفاری (برگرفته و اصلاح شده از [۳۳])

- اگر $C1/C2$ از ۲ تا ۱۰، $C1/C3$ از ۲ تا ۱۵ و $C1/C4$ از ۲ تا ۳۰ باشد، پتاسیل تولید نفت را دارد.
- $C1/C2 < 2$ در محدوده گرانیوی کم تا گرانیوی زیاد قرار می‌گیرد و در محدوده نفت بازماندی غیر قابل تولید قرار می‌گیرد.

پس از ثبت داده‌های گاز و رسم منحنی آن‌ها از $C1$ تا $C8$ ، سه مرحله QC روی داده‌ها اعمال شده تا بهترین نقاط برای ارزیابی تعیین شوند. نتایج در شکل ۶ و ۷ نشان داده شده است. همان‌گونه که در شکل ۷ دیده می‌شود، اکثریت داده‌ها در فاصله TG/C Normalized 0.8 تا 1.2 نرمال شده قرار دارند. نکته مهم در تفسیر چاه SIE-E1-P5-ST2 این است که حفاری در مخزن میشریف در میدان نفتی اسفند به صورت افقی انجام شده است. در شکل ۸ مسیر حفاری در چاه SIE-E1-P5-ST2 برحسب TVD و MD نشان داده شده است. پس از حذف گاز پس‌زمینه^۲ و بدون در نظر گرفتن گاز تریپ^۴، نموداری ترکیبی از مشخصه‌های حفاری (WOB^۵، ROP^۶، نگار مقاومت) برای فاصله ۳۷۹۷ تا ۴۲۷۲ m رسم شده است.

برای مثال در شکل ۴ تغییرات مشخصه‌ها شرح داده شده تا تشخیص نوع سیال مخزن و سازند آبدار^۱ انجام شود. نسبت‌های گازهای سنگین ($C6C7/C3$ و $C6C7/C4C5$) به عنوان بهترین نشانگر سطح تماس آب و نفت^۲ (OWC) به حساب می‌آیند. این نشانگر برای تشخیص سطح تماس آب و نفت (OWC) در چاه‌های مطالعه شده به کار رفته است [۵].

نمودار پیکسلر پلات (Pixler plot)

با کمک نسبت‌های $C1/C2$ ، $C1/C3$ ، $C1/C4$ و $C1/C5+$ و رسم نتایج به صورت نمودار لگاریتمی شکل ۵ می‌توان خصوصیات و ویژگی‌های سیالات مخزن با اندکی احتیاط را تشخیص داد، مقادیر این نسبت‌ها به قابلیت تولید نسبت داده می‌شود. لایه‌های تولیدی بیشتر گاز خشک یا فقط متان تولید می‌کنند. اما نسبت‌های بسیار بالای غیرعادی شاید نشانگر گاز حل شده در یک لایه آبی باشند.

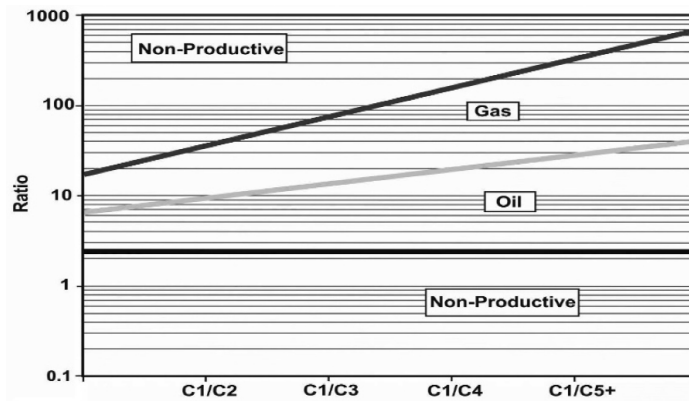
- اگر نسبت $C1/C2 > 35$ ، $C1/C3 > 80$ و $C1/C4 > 200$ باشد، عمدتاً گاز سبک $C1$ ، غیر قابل تولید، به علت تراوایی پایین مخزن است.

- اگر $C1/C2$ از ۱۰ تا ۳۵، $C1/C3$ از ۱۵ تا ۸۰ و $C1/C4$ از ۲۰ تا ۲۰۰ باشد، دارای میعانات گازی و گاز است.

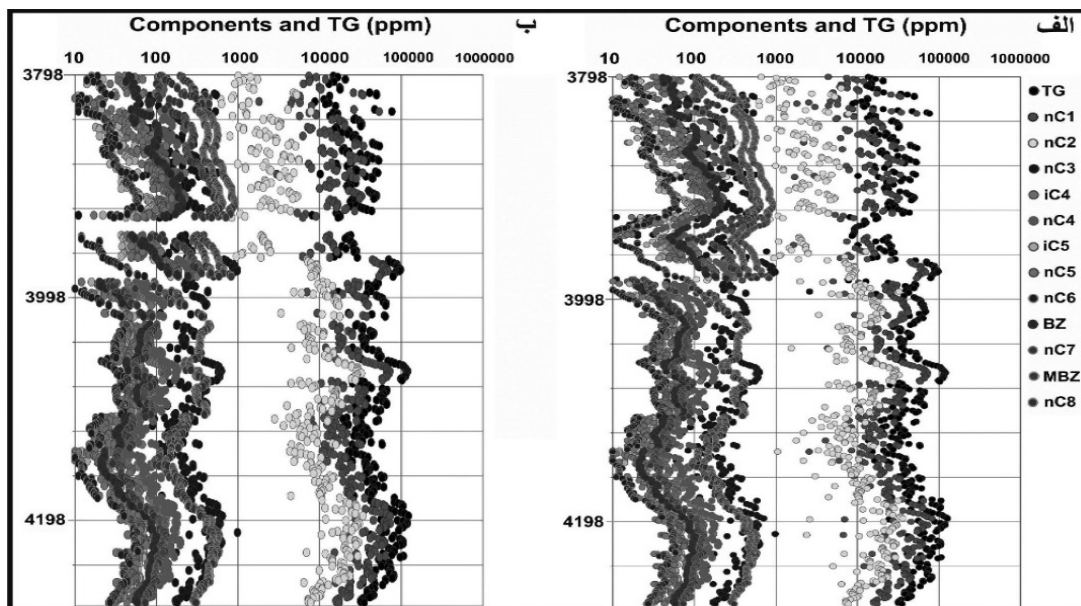
1. Water Bearing Formation
2. Oil Water Contact
3. Background Gas
4. Trip Gas
5. Weight on Bit
6. Rate of Penetration

Fluid	API	RATIOS
Condensate	>45	$B_h \gg W_h$, $30 < B_h < 35$, $10 < W_h < 20$, $900 < C1C2/C6C7 < 1600$, $75 < C1/C4-C8 < 95$
High Gravity Oil	35-45	$B_h > W_h$, $15 < B_h < 25$, $10 < W_h < 20$, $170 < C1C2/C6C7 < 220$, $45 < C1/C4-C8 < 55$
Oil	20-35	$W_h > B_h$, $10 < B_h < 15$, $20 < W_h < 25$, $35 < C1C2/C6C7 < 150$, $25 < C1/C4-C8 < 45$
Low Gravity Oil	<20	$W_h \gg B_h$, $1 < B_h < 5$, $55 < W_h < 65$, $75 < C1C2/C6C7 < 85$, $2 < C1/C4-C8 < 10$
Water Bearing Zone Indicator Ratios		
$C6C7/C3$, $C6C7/C4C5$	Increment in these ratios as indication of approaching water bearing zone.	

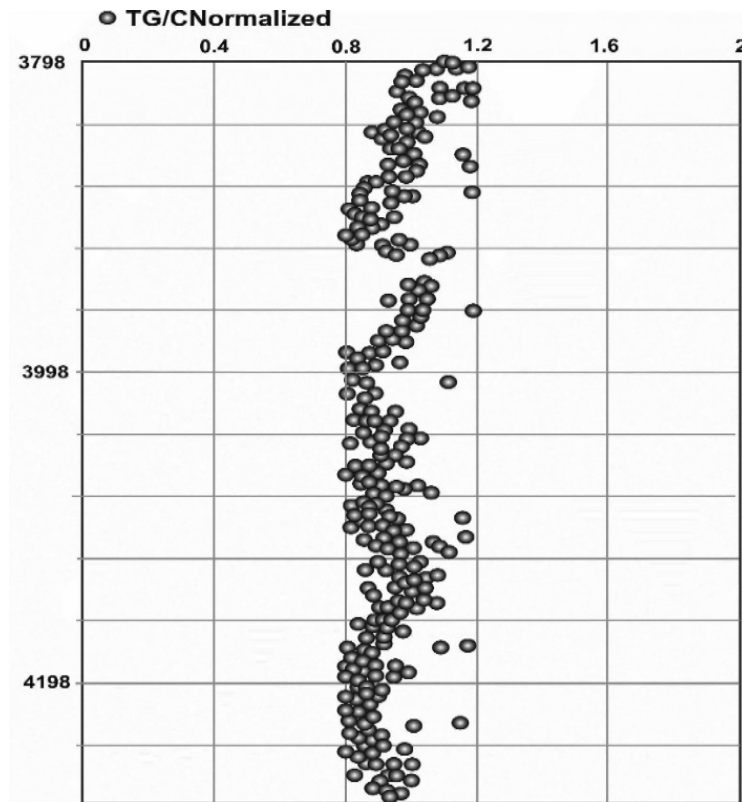
شکل ۴ شاخص خواص سیال و سازند با استفاده از نسبت های گازی [۵]



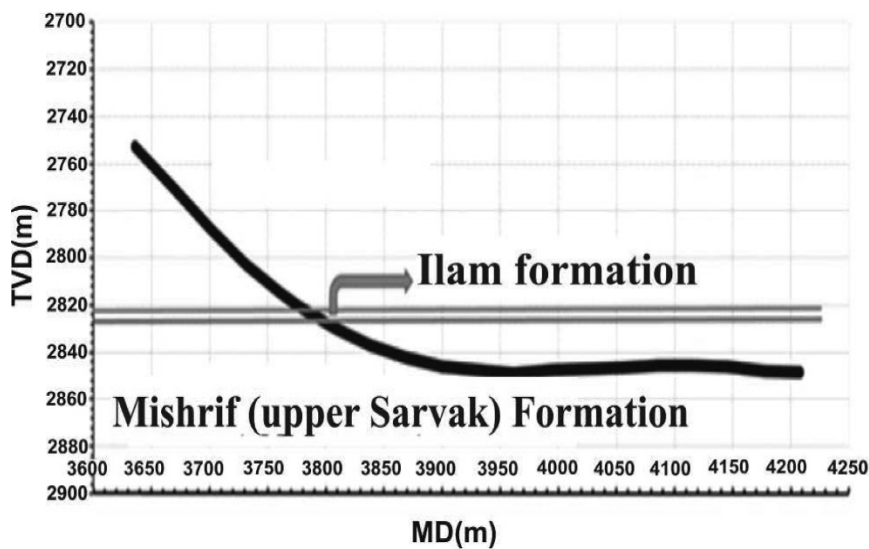
شکل ۵ نمودار Pixler برای تمایز نوع سیال و لایه های نامولد در مخزن [۳۵ و ۳۶]



شکل ۶ الف) نمودار داده های گازی پیش از انجام کنترل کیفیت (QC) در ژرفای ۳۷۹۷ تا ۴۲۷۲ m، ب) نمودار داده های گازی پس از انجام کنترل کیفیت (QC) در ژرفای ۳۷۹۷ تا ۴۲۷۲ m



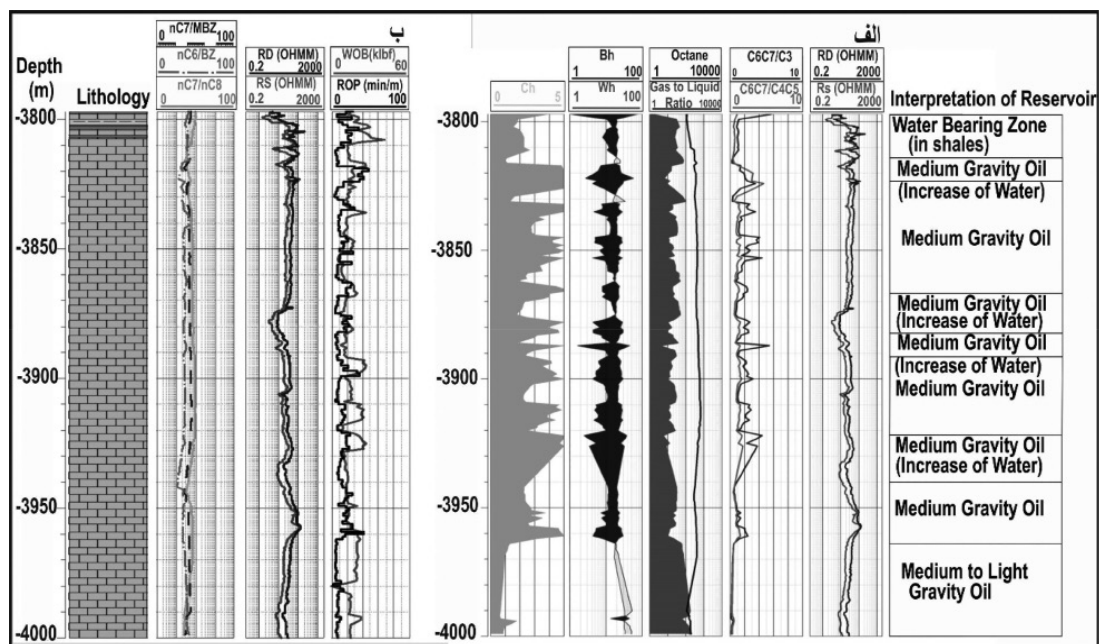
شکل ۷ نتایج کنترل کیفیت (QC) داده‌های گازی برای ژرفای ۳۷۹۷ تا ۴۲۷۲ m



شکل ۸ مسیر حفاری در چاه E1P5-ST2

تغییر Bh ، Wh و Ch در برابر $C6C7/$ ، $C6C7/C3$ رسم شده است. همچنین در (شکل ۹-ب) نسبت‌های $nC7/MBZ$ ، $nC6/BZ$ ، $nC8/nC7$ در برابر نگار مقاومت (ROP و RD)، WOB رسم شده است.

برای تایید نتایج مشخصه‌های گاز، نگار مقاومت (RD) و (RS) استفاده شده‌اند. همچنین نوع سیال مخزن مورد مطالعه توسط نگاره‌های زیر تصدیق شد. تحلیل مشخصه‌های گل نگاری در ژرفای 4000 m -



شکل ۹ الف) نسبت‌های Ch، Wh، Bh و مقادیر اکتان، نسبت گاز به مایع، C6C7/C3 و C6C7/C4C5 (ژرفای ۳۷۹۷-۴۰۰۰ م، ب) نمودار ترکیبی (ژرفای ۳۷۹۷-۴۰۰۰ م)

همچنین مقدار اکتان کاهش یافته است. تمام این شواهد نشانگر این امر است که ناحیه یاد شده یک زون نفتی با نفت متوسط تا سبک است. در شکل ۹- الف نسبت‌های Wh (GWR)، Bh (LHR) و OCR) رسم شده‌اند. براساس نگاره‌های مقاومت، رفتار Ch نمودارهای نسبت‌های Wh و Bh و کاهش مقدار گاز در این ناحیه، می‌تواند با افزایش آب سازند تحت تاثیر قرار بگیرد. اما این لایه به سبب عدم تغییر در نسبت C6C7/C3 و C6C7/C4C5، نمی‌تواند به عنوان یک لایه تولیدی آب در نظر گرفته شود. نکته قابل بررسی این است که در این ناحیه ۳۹۶۲ تا ۴۰۰۰ m و نواحی عمیق تر، API در مقایسه با نواحی فوقانی (۳۷۹۷-۳۹۶۲ m) افزایش یافته است. این نتایج با افزایش نسبت گاز به مایع در ناحیه نشانه‌ای در مورد فاز مایع و تغییر سنگ‌شناسی نشان می‌دهد و با استفاده از نسبت C1/C2 می‌توان نوع سیال را شناسایی کرد [۳۲].

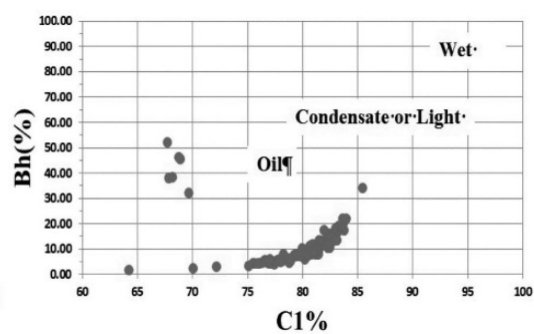
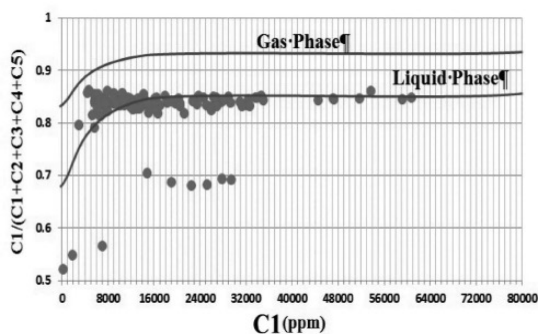
تغییرات نسبت گاز به سیال در ناحیه مورد مطالعه به نحوی که در شکل ۹- الف دیده می‌شود، محاسبه شده است. نمودار ترکیبی و نمودار نسبت‌های Wh-Bh-Ch در (شکل ۹ الف و ب) نشان می‌دهد که ناحیه ۳۸۱۵ تا ۳۹۶۴ m ناحیه نفت متوسط^۱ است. به نظر می‌رسد که ناحیه ۳۷۹۷ تا ۳۸۱۵ m، لایه آبی یا شیل آبدار باشد. این نتیجه توسط نگاره‌های مقاومت (RS^۲ و RD^۲) تصدیق شد. همان گونه که در نمودار نسبت گاز به سیال نشان داده شده، نفت متوسط ارزیابی شده است. این ارزیابی توسط مشخصه‌های Wh-Bh-Ch تایید شد (شکل ۹ الف). براساس نسبت‌های Wh-Bh-Ch و C6C7/C3، C6C7/C4C5 و نگاره‌های مقاومت، به نظر می‌رسد در ژرفای ۳۸۷۰ تا ۳۸۸۰ m و ۳۹۲۲ تا ۳۹۴۰ m میزان آب مخزن افزایش یافته است. در ژرفای ۳۹۶۴ تا ۴۰۰۰ m، نمودار نسبت‌های Wh و Bh به هم نزدیک می‌شود، در حالی که Bh بیشتر از Wh است. از طرفی دیگر، مقدار C1/SUM برابر است با ۰/۱۶۶-۰/۸۴، و نسبت گاز به مایع^۴ (G/LR) بین ۱۰ تا ۱۶۰ است، Wh در پنجره نفتی است (۱۶/۸ تا ۳۳/۱۸) و Ch در ناحیه ۳۹۴۲-۴۰۰۰ m بزرگ‌تر از ۰/۵ است،

1. Medium Oil Gravity
2. Shallow Resistivity
3. Deep Resistivity
4. Gas to Liquid Ratio

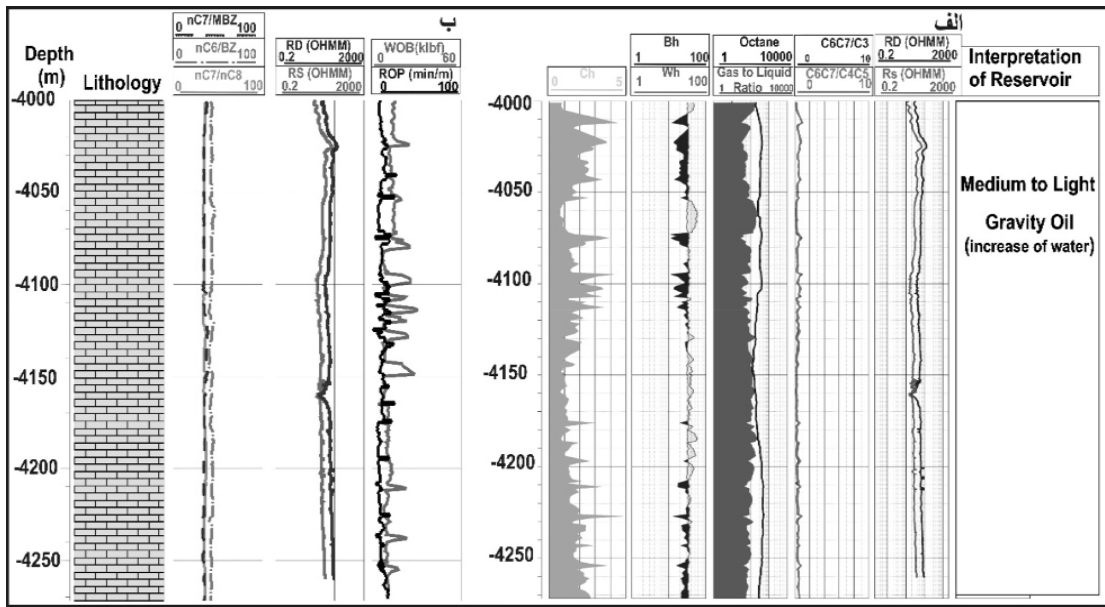
سبک کاهش می‌یابد. در شکل ۱۲- الف نمودار Bh در مقابل C1٪ برای ناحیه مورد بررسی ترسیم شده است، همان‌گونه که دیده می‌شود تمام نمونه‌ها در محدوده هیدروکربن نفتی قرار دارند، همچنین مقادیر C1 برحسب ppm در برابر نسبت C1/C1-C5 در شکل ۱۲- ب بیانگر قرارگیری نمونه‌ها در فاز مایع هستند، این نتایج با مشخصه‌های ترکیب داده‌های گاز تایید شدند. از طرفی رسم دیاگرام مثلثی شکل ۱۳ بر پایه مقادیر هیدروکربن‌های n-C4، n-C6 و n-C8 نشان می‌دهد عمده هیدروکربن‌های موجود در فاز مایع قرار دارد. مقادیر بالای n-C8 و مشخصه Ch بالا ($Ch > 1$) تأییدکننده این مطلب است. همچنین در نمودار (شکل ۹، ۱۱، ۱۶ و ۱۷) نشان داده شده با افزایش ژرفا نسبت سنگینی (Ch, Wh) کاهش یافته و نسبت سبکی (Bh) افزایش می‌یابد، این امر نشانگر وجود یک نفت سبک است. به منظور تایید دقت ارزیابی اجزاء گاز در این ناحیه باید گفت که نسبت گاز به مایع در این زون افزایش یافته است. این امر نشان‌دهنده ورود به ناحیه نفت سبک است. همچنین با استفاده از تغییرات داده‌های گازی به خصوص C1 در مقابل ROP می‌توان تغییرات تخلخل در سازند را مشاهده گردید [۵ و ۳۷]. هر گاه تخلخل در یک قسمت از چاه افزایش یابد نرخ نفوذ مته در سازند (ROP) افزایش می‌یابد

حال اگر نسبت $C1/C2 > 22$ باشد فاز گازی است، اگر نسبت $14 < C1/C2 < 22$ باشد میعان‌ات گازی است و اگر نسبت $C1/C2 < 14$ باشد نشانه حضور نفت در مخزن است [۳۲]. نمودار Bh برحسب C1٪ در شکل ۱۰- الف و مقادیر C1 برحسب ppm در برابر نسبت C1/C1-C5 در شکل ۱۰- ب برای ژرفای ۳۷۹۷-۴۰۰۰ m رسم شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود تمامی نمونه‌ها در فاز مایع (هیدروکربن‌های نفتی) قرار می‌گیرند و این نتایج با مشخصه‌های ترکیب داده‌های گاز تایید شدند.

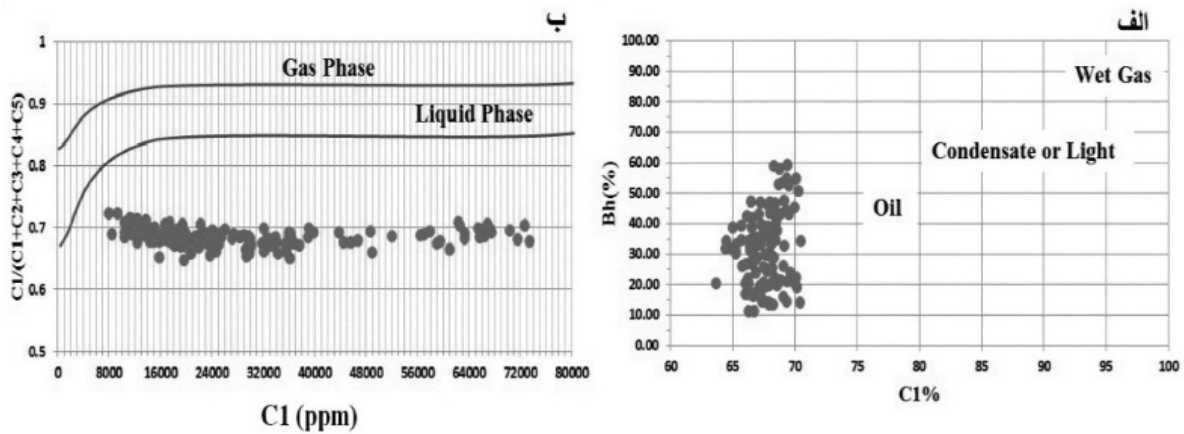
تغییرات Bh، Wh و Ch در مقابل مقادیر $C6C7/C3$ و $C6C7/C4C5$ در شکل ۱۱- الف و نسبت‌های $nC7/MBZ$ و $nC7/nC8$ ، $nC6/BZ$ و ROP (RS و RD) در شکل ۱۱- ب ترسیم شده‌اند. همچنین تغییرات نسبت گاز به مایع (G/LR) در محدوده مورد مطالعه در شکل ۱۱- الف نمایش داده شده است. با افزایش ژرفا، نمودارهای Bh و Wh از هم جدا شده و کاهش می‌یابند. در ژرفای ۴۰۰۰-۴۲۷۲ m، در بیشتر نواحی Wh از Bh بیشتر بوده و Ch بیشتر از ۰/۵ است. بنابراین نفت متوسط^۱ تا سبک در این زون مورد انتظار است. شکل ۱۱- الف. در ژرفای ۴۰۰۰-۴۲۷۲ m، تغییرات قابل توجهی در نگاره‌های مقاومت دیده نمی‌شود. نمودار تغییرات اکتان نشان می‌دهد که اکتان در لایه نفت متوسط افزایش یافته و در زون نفت



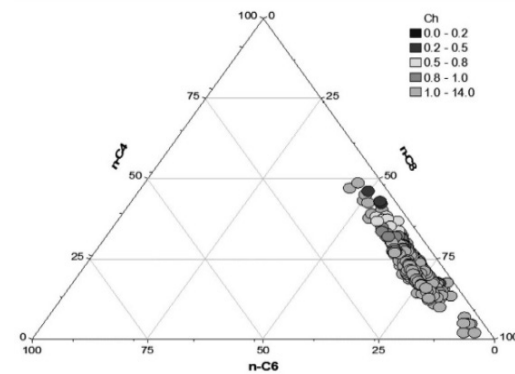
شکل ۱۰ الف) نمودار Bh-C1 در ژرفای ۳۷۹۷-۴۰۰۰ m [۶]، ب) نمودار نسبت C1/C1-C5 به C1 در ژرفای ۳۷۹۷-۴۰۰۰ m [۶] تحلیل مشخصه‌های گل‌نگاری در ژرفای ۴۰۰۰ تا ۴۲۷۲ m



شکل ۱۱ الف) نسبت‌های Ch، Wh، Bh، مقادیر اکتان، نسبت گاز-مایع، C6C7/C4C5 و C6C7/C3 (ژرفای ۴۰۰۰-۴۲۷۲ m)، ب) نمودار ترکیبی (ژرفای ۴۰۰۰-۴۲۷۲ m)



شکل ۱۲ الف) نمودار نسبت Bh به C1 در ژرفای ۴۰۰۰-۴۲۷۲ m [۶]، ب) نمودار نسبت C1/C1-C5 به C1 در ژرفای m ۴۰۰۰-۴۲۷۲ [۶]



شکل ۱۳ نمودار سه وجهی LHA (ژرفای ۳۷۹۷-۴۲۷۲ m)

و صوتی هستند و با استفاده از هر یک از این ابزارها یا ترکیبی از آنها می توان تخلخل را تعیین نمود. وجود شیل و گاز در سازندها بر روی مقادیر ثبت شده توسط ابزارها تاثیر گذاشته و باعث مشکلاتی در محاسبات تخلخل می شود که بایستی این تغییرات اصلاح شوند. تخمین تخلخل موثر سازند در چاه E1P5-ST2 براساس تلفیق سه نمودار تخلخل نوترون، چگالی و صوتی و تصحیح اثر شیل از طریق نمودار CGR با استفاده از نرم افزار Geolog صورت گرفت. هیستوگرام آماری تغییرات تخلخل در چاه مورد مطالعه در شکل ۱۴-الف مشخص شده است.

بررسی وجود یا عدم وجود شیل در سازند

با توجه به محدوده کمینه و بیشینه نگار گاما در محدوده مخزنی میشریف به نظر می رسد در مخزن مورد مطالعه رس موجود ناست، همچنین تجزیه نمونه ها به روش XRD حاکی از وجود رس بسیار ناچیز (کمتر از ۴٪) است و تاثیری بر روی کیفیت مخزنی ندارد [۳۹].

شناخت کانی های متشکله سنگ مخزن

یکی از مهم ترین مشخصه ها در ارزیابی پتروفیزیکی، شناسایی و تشخیص کانی های اصلی سازنده سنگ مخزن است.

و با افزایش مقادیر هیدروکربنی به خصوص متان همراه است، با استفاده از این نسبت می توان روند تغییرات تخلخل در مخزن را پیش بینی نمود شکل ۱۶ و ۱۷. این مدل با استفاده از تخلخل موثر در میادین نفتی امارات متحده عربی به اثبات رسیده است و می توان به کل میدان تعمیم داد [۵]. همچنین می توان با استفاده از روند تغییرات C1 در مقابل گل ورودی^۱ به چاه و گل برگشتی^۲ از چاه، شاخص تراوایی را محاسبه نمود [۵].

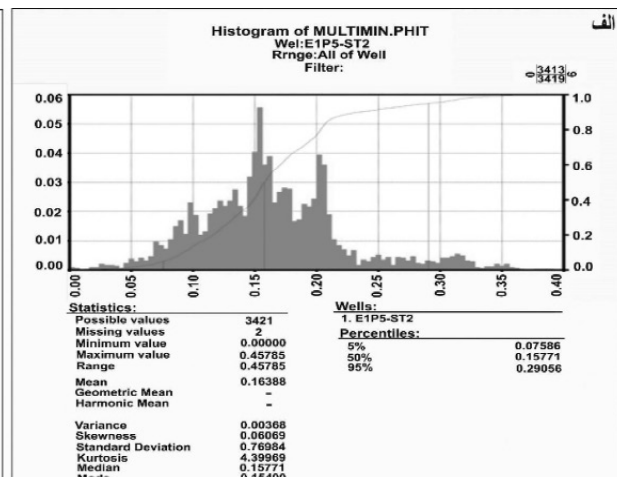
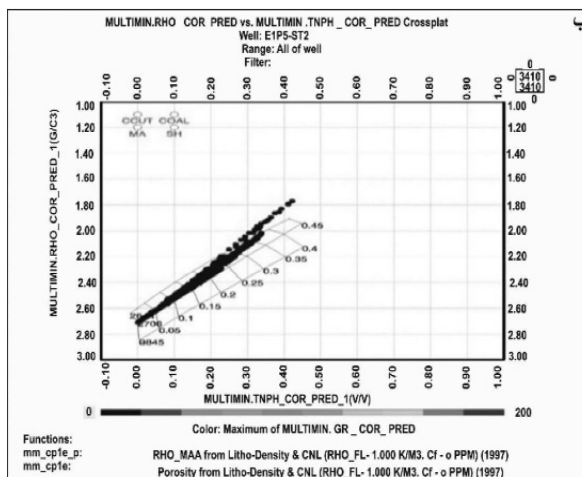
ارزیابی پتروفیزیکی

تعیین مشخصه های مورد نیاز در ارزیابی پتروفیزیکی

مشخصه هایی که پیش از انجام محاسبات پتروفیزیکی مورد نیازند مشتمل بر بررسی وجود یا عدم وجود شیل در سازند و تشخیص نوع کانی های رسی، شناسایی کانی های موجود در سازند، محاسبه مقاومت ویژه آب سازندی و تعیین ضرایب آرچی است [۳۸].

تخمین تخلخل سازند

تخلخل مهم ترین ویژگی پتروفیزیکی سازند است زیرا ظرفیت و حجم تجمع هیدروکربور در سنگ تابع آن است روش های اصلی تعیین تخلخل در چاه پیمایی، استفاده از نمودارگیرهای نوترون، چگالی



شکل ۱۴ الف) هیستوگرام (نمودار ستونی) تغییرات تخلخل کل در مخزن میشریف چاه E1P5-ST2، ب) نمودار متقاطع نوترون-چگالی به منظور تشخیص ترکیب کانی شناسی مخزن میشریف در چاه E1P5-ST2

1. Flow in
2. Flow out

مستقیم Rw روی آب حاصل شده در هنگام تولید ترجیح داده می‌شود، ولی گاهی فقط داده‌های مربوط به آنالیز شیمیایی آب موجودند. روش‌هایی وجود دارند که می‌توان با استفاده از درصد املاح معدنی موجود، مقاومت ویژه آب را محاسبه کرد. یکی از این روش‌ها چارت Gen-8 است [۴۴ و ۴۵]. این چارت از ضرایب وزنی برای تبدیل غلظت هر یون به غلظت معادل $NaCl$ استفاده می‌کند (رابطه ۵). از آنجایی که $NaCl$ مهم‌ترین نمک موجود در آب سازندی است، در صورت وجود نمک‌های دیگر غلظت آنها براساس معادل غلظت $NaCl$ بیان می‌شود. با استفاده از چارت Gen-8 و بعد از این که فاکتور هر یون تعیین شد، در غلظت یون ضرب شده و مجموع کل نشانگر غلظت معادل $NaCl$ خواهد بود.

$$Csm = \sum_{i=1}^n MiCsii \quad (5)$$

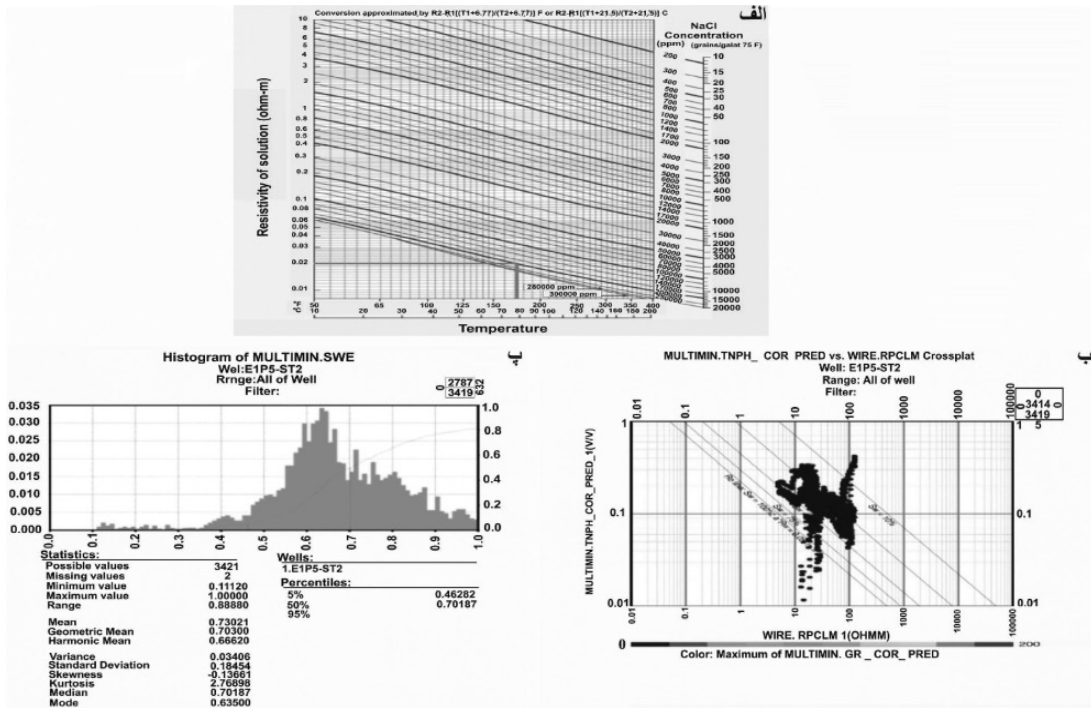
در این رابطه، n تعداد یون‌های موجود در محلول، Mi فاکتور محاسبه شده برای هر یون و $Csii$ غلظت هر یون برحسب ppm هستند [۴۶]. با مشخص شدن غلظت معادل $NaCl$ ، می‌توان از چارت Gen-9 [۴۴] و [۴۵] استفاده کرده و مقاومت ویژه آب را در دماهای مختلف به دست آورد [۴۷]. همچنین به دلیل در دست نداشتن آنالیز آب سازندی، مقدار مقاومت آب سازندی براساس روش پیکت پلات^۱ به دست آمد شکل ۱۵ الف و ب. هیستوگرام آماری تغییرات اشباع آب در چاه E1P5-ST2 در شکل ۱۵- پ نشان داده شده است. به منظور بررسی بهتر مشخصه‌ها، تغییرات مشخصه‌های پتروفیزیکی و داده‌های گاز، چاه E1P5-ST2 مورد تطبیق قرار گرفت. همان‌طور که در شکل ۱۶ و ۱۷ مشاهده می‌شود بین نمودار TG و ROP با سایر نمودارهای پتروفیزیکی ارزیابی مخزن انطباق خوبی برقرار است به طوری که حتی کوچک‌ترین فواصل مخزنی اثر خود را بر روی نمودار TG نشان می‌دهد.

ساده‌ترین راه برای تشخیص کانی‌های سنگ مخزن بررسی مغزه‌ها و مقاطع نازک میکروسکوپی باشد. با توجه به توصیف کانی‌شناسی مبتنی بر داده‌های ژئوشیمی، کانی اصلی سازند میشریف کلسیت است. برای تشخیص نوع کانی‌شناسی روش‌های مختلفی وجود دارد که معمولاً روش‌های تعیین نوع کانی‌شناسی با روش‌های تخمین تخلخل ارتباط دارند. یکی از روش‌های متداول تعیین نوع کانی‌شناسی و تخلخل، استفاده از نمودارهای Cross-plots است [۴۰، ۴۱، ۴۲ و ۴۳]. نمودار متقاطع نوترون-چگالی را می‌توان دقیق‌ترین روش غیرمستقیم برای تعیین نوع کانی‌شناسی و تخلخل به حساب آورد [۴۲] و این نمودار بهترین حد تفکیک کانی‌های مختلف در سازند را ایجاد می‌کند؛ نتایج به دست آمده برای تفکیک کانی‌ها در سازند میشریف در شکل ۱۴- ب آمده است، بنابراین قابل ذکر است که در مورد این نمودار متقاطع وجود هیدروکربن به ویژه از نوع گازی در سازند باعث می‌شود که نقاط به سمت گوشه بالا سمت چپ نمودار منتقل شوند.

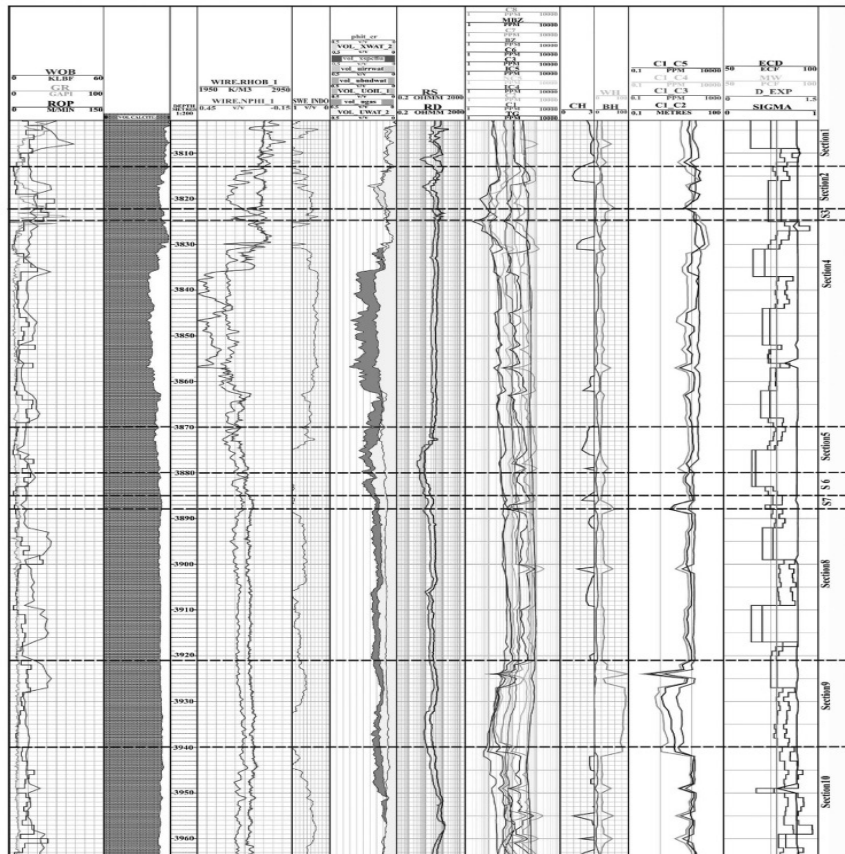
تعیین مقاومت ویژه آب سازندی و ضرایب آرچی

مقاومت ویژه آب سازندی Rw ، یکی از مشخصه‌های مهم در تفسیر نگاره‌های پتروفیزیکی به شمار می‌رود. دلیل این امر ضرورت آن برای محاسبه آب اشباع‌شدگی از نگاره‌های مقاومت ویژه است. اطلاعات به دست آمده از مقاومت ویژه آب سازندی می‌تواند از منشاءهای مختلفی از قبیل کاتالوگ آب، آنالیز شیمیایی آب سازندی، نگار SP و روش‌های متعدد دیگر براساس کراس پلات‌های مقاومت ویژه-تخلخل و یا معادلات اشباع‌شدگی هستند. یکی از روش‌های سریع و مطمئن در تعیین مقاومت ویژه آب سازندی، اندازه‌گیری آن بر روی نمونه‌های اخذ شده در هنگام تولید است. متأسفانه این روش به کیفیت نمونه‌ها وابستگی شدید دارد. به نحوی که هر گونه آغستگی با گل حفاری می‌تواند منجر به ارزیابی‌های اشتباه گردد. اگر چه اندازه‌گیری

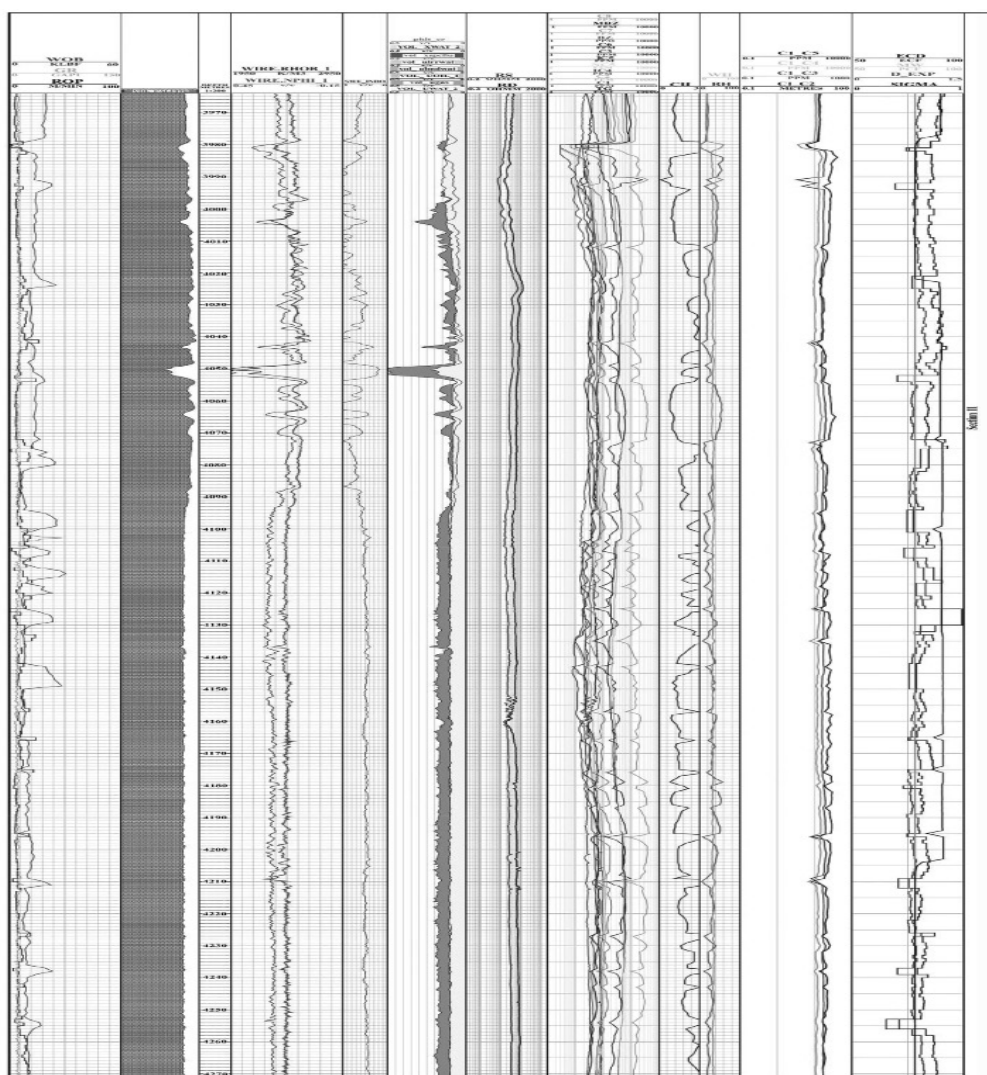
1. Pickett Plot



شکل ۱۵ الف) محاسبه میزان مقاومت آب سازندی با استفاده میزان غلظت NaCl [۴۷]، ب) محاسبه ضرایب آرچی با استفاده از کراس پلات نوترون- مقاومت مخزن میشریف در چاه E1P5-ST2، پ) نمودار هیستوگرام تغییرات اشباع آب مخزن میشریف در چاه E1P5-ST2



شکل ۱۶ نتایج ارزیابی پتروفیزیکی و انطباق آن با داده‌های گل‌نگاری مخزن میشریف در چاه E1P5-ST2، ژرفای ۳۸۰۲ تا ۳۹۶۴



شکل ۱۷ نتایج ارزیابی پتروفیزیکی و انطباق آن با داده‌های گل‌نگاری مخزن میشریف در چاه SIE-E1P5-ST2، ژرفای ۳۹۶۴ تا ۴۲۷۲

به‌همراه بررسی داده‌های مغزه و پلات داده‌های تخلخل تراوایی برروی نمودار پتروفیزیکی لوسیا و قرارگیری رخساره‌های رسوبی مخزن در کلاس‌های مختلف لوسیا نشان‌دهنده نقش گسترده فرآیندهای دیاژنزی برروی تخلخل و تراوایی این ریزرخساره‌ها و کنترل‌کننده شاخصی برای پلات این ریزرخساره‌ها برروی نمودار لوسیا است. با توجه به پراکندگی فاسیس‌ها در کلاس‌های مختلف لوسیا می‌توان بیان نمود که محیط رسوبی و دیاژنز هر دو توأم با هم و گاهی با نسبت‌های مختلف برروی کیفیت مخزنی رخساره‌های رسوبی تاثیر گذاشته‌اند.

یکی از مهم‌ترین کاربردها حاصل از این پژوهش تعیین مناسب فواصل مخزنی جهت عملیات مشبک‌کاری است چرا که شاید نمودارهای کامل ارزیابی مخزنی به تنهایی نتواند راه‌گشای مناسبی برای تعیین فواصل مناسب مخزنی باشد. استفاده از تلفیق نمودارهای پتروفیزیکی با نمودارهای حاصل از عملیات گل‌نگاری برای ارزیابی مخزن، سبب قطعیت بیشتری در تعیین فواصل مناسب مخزنی شده و علاوه‌بر آن سبب می‌شود حتی فواصل نازک مخزنی و فواصل آبد به‌تر مشخص شود. همچنین بر پایه مطالعات پتروگرافی برروی ۲۷۱ مقطع نازک و شناسایی ۲۲ ریز رخساره از چاه‌های این میدان

داده‌های گل‌نگاری و پتروفیزیکی نشان می‌دهد مخزن میشریف در میدان مورد مطالعه یک مخزن ناهمگن است [۳۹، ۴۸ و ۴۹]. بر این اساس مخزن میشریف در چاه E1P5-ST2 به ۱۱ زون به لحاظ تولید تقسیم شد (جدول ۲ و ۳) (شکل ۱۶ و ۱۷).

بر همین مبنا می‌توان بیان کرد که در مجموع سهم فرآیندهای دیاژنزی نسبت به محیط رسوبی در افزایش یا کاهش کیفیت مخزنی بیشتر بوده است و می‌توان مخزن میشریف را به نوعی یک مخزن دیاژنتیک قلمداد نمود. بررسی داده‌های پتروگرافی، داده‌های مغزه، فرآیندهای گسترده دیاژنزی و انطباق

جدول ۲ نتایج تفسیر داده‌های گاز

ردیف	ژرفا	امکان تولید	نوع HC
۱	۳۷۹۷-۳۸۱۴	غیرتولیدی	ناحیه آبدار
۲	۳۸۱۴-۳۸۲۲	تولیدی	نفت
۳	۳۸۲۲-۳۸۲۳	تولیدی	نفت (افزایش آب)
۴	۳۸۲۳-۳۸۷۰	تولیدی	نفت
۵	۳۸۷۰-۳۸۸۰	تولیدی	نفت (افزایش آب)
۶	۳۸۸۰-۳۸۸۷	تولیدی	نفت
۷	۳۸۸۷-۳۸۸۸	تولیدی	نفت (افزایش آب)
۸	۳۸۸۸-۳۹۲۲	تولیدی	نفت
۹	۳۹۲۲-۳۹۴۰	تولیدی	نفت (افزایش آب)
۱۰	۳۹۴۰-۳۹۶۴	تولیدی	نفت
۱۱	۳۹۶۴-۴۲۷۲	تولیدی	نفت (افزایش آب)

جدول ۳ مشخصه‌های پتروفیزیکی مخزن میشریف در چاه E1P5-ST2

E1P5-ST2	ضخامت (m)	تخلخل مفید (%)			اشباع آب (%)			اشباع هیدروکربن (%)			نوع تولید
		Max	Min	Ave	Max	Min	Ave	Max	Min	Ave	
بخش	-										
۱	۱۷	۱۰	۰	۶/۵	۹۹	۱۳/۹	۹۷	۸۶/۱	۱	۳	غیر تولیدی
۲	۸	۲۱	۸	۱۵/۶	۹۷	۳۰	۶۸	۶۰	۳	۳۲	نفت متوسط
۳	۱	۱۵/۹	۹/۶	۱۲/۶	۹۶	۲۵	۷۰	۷۵	۴	۳۰	نفت متوسط (افزایش آب)
۴	۴۷	۳۶	۲/۴	۲۳	۹۹	۴۳	۶۸	۵۷	۱	۳۲	نفت متوسط
۵	۱۰	۲۵/۵	۱۶	۲۰	۷۸	۵۳	۶۷	۴۷	۲۲	۳۳	نفت متوسط (افزایش آب)
۶	۷	۱۹	۱۲	۱۶/۱	۸۷	۶۲	۷۳	۳۸	۱۳	۲۷	نفت متوسط
۷	۱	۱۳/۵	۱۲/۹	۱۳	۸۲	۷۸	۸۰	۲۲	۱۸	۲۰	نفت متوسط (افزایش آب)
۸	۳۴	۱۸	۱۳	۱۵/۹	۸۹	۶۰	۷۲	۴۰	۱۱	۲۸	نفت متوسط
۹	۱۸	۱۶	۱۱	۱۳/۸	۹۱	۶۱	۷۶	۳۹	۸	۲۲	نفت متوسط (افزایش آب)
۱۰	۲۹	۱۸/۷	۱۰	۱۴/۹	۹۹	۴۸	۷۹	۵۲	۱	۲۱	نفت متوسط
۱۱	۳۰۸	۴۵	۴	۱۵/۶	۹۹	۱۱	۷۰	۸۹	۱	۳۰	نفت متوسط (افزایش آب)

۳۸۱۴ و ۳۸۲۹-۳۸۳۱ m زون نفت سبک مشاهده شد. با استفاده از داده‌های تخلخل، اشباع آب و با در نظر گرفتن داده‌های گاز مخزنی، سازند میشریف در قالب ۱۱ زون تقسیم و داده‌های پتروفیزیکی نیز تأییدکننده این مطلب است. ارزیابی پتروفیزیکی نشان داده که زون ۱ یک زون غیرتولیدی است. در بین ۱۰ زون تولیدی دیگر ۴ زون شامل زون‌های ۴، ۶، ۸ و ۱۰ دارای میانگین تخلخل مفید بالا و اشباع آب کمی هستند و به لحاظ مخزنی در وضعیت خوبی هستند این زون‌ها نیز براساس داده‌های گاز و گل‌نگاری، تولید نفت متوسط را به‌عهده دارند. سایر زون‌ها نیز با اینکه تخلخل مفید بالایی دارند اما به‌دلیل اشباع آب همراه با نفت متوسط تولیدی خود، مقداری آب نیز تولید می‌کند. زون ۳ و ۷ نیز دارای مشخصه‌های پتروفیزیکی ضعیفی هستند. همچنین با استفاده از تغییرات داده‌های گازی به‌خصوص C1 در مقابل ROP، تغییرات تخلخل در سازند مشخص شد هرگاه تخلخل در یک قسمت از چاه افزایش یابد نرخ نفوذ متده در سازند (ROP) افزایش می‌یابد که با افزایش مقادیر هیدروکربنی به‌خصوص گاز متان (C1) همراه است با در نظر گرفتن تمام داده‌های گاز، حفاری و پتروفیزیکی، می‌توان نتیجه گرفت که مخزن میشریف در میدان مورد مطالعه ناهمگن است. بر پایه کراس‌پلات نوترون-چگالی نیز لیتولوژی عمده سازند میشریف در چاه E1P5-ST2 آهک است و داده‌های XRD نیز تأیید کننده این مطلب است.

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله بر خود لازم می‌دانند از اداره پژوهش شرکت نفت فلات قاره به‌واسطه حمایت‌های مادی و معنوی تشکر و قدردانی به عمل آورند.

زون ۱ به ضخامت ۱۷ m دارای میانگین تخلخل مفید ۶/۵٪ و اشباع آب ۹۷٪ و اشباع هیدروکربن آن تنها ۳٪ است. ستون سیالات این بخش را به‌طور عمده آب اشغال کرده است این قسمت به‌عنوان یک زون غیرتولیدی شناسایی شده است و عمده سیال آن با توجه به داده‌های گل‌نگاری و پتروفیزیک نیز آب تشخیص داده شده بود. در بین ۱۰ زون تولیدی دیگر ۴ زون شامل زون‌های ۴، ۶، ۸ و ۱۰ دارای میانگین تخلخل مفید بالا و اشباع آب کمی هستند و به لحاظ مخزنی در وضعیت خوبی هستند این زون‌ها نیز براساس داده‌های گاز و گل‌نگاری تولید نفت متوسط را به‌عهده دارند. سایر زون‌ها نیز با اینکه تخلخل مفید بالایی دارند اما به‌دلیل اشباع آب همراه با نفت متوسط تولیدی خود، مقداری آب نیز تولید می‌کند، همچنین زون ۳ و ۷ دارای مشخصه‌های پتروفیزیکی ضعیفی هستند.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش با استفاده از کروماتوگرافی پیشرفته گازی، اندازه‌گیری پیوسته غلظت گازهای سازند از اجزای بسیار سبک مانند متان، تا اجزای سنگین انجام گردید. نموداری ترکیبی از مشخصه‌های حفاری، داده‌های گاز و نگار مقاومت رسم گردید که نوع سیال مخزن شناسایی و توسط نگاره‌های مقاومت تایید شد. این داده‌های گاز، با مشخصه‌های پتروفیزیکی و ستون سیالات چاه E1P5-ST2 به‌عنوان تنها چاهی که داده‌های گاز آن موجود بود همخوانی دارد و کمک شایانی جهت زون‌بندی دقیق مخزن به لحاظ مشخصه‌های مخزنی نمود. پس از کنترل کیفیت داده‌های گاز (QC) و حذف گاز تریپ و پس‌زمینه، در آغاز حفاری بخش بالایی سروک (میشریف)، در ژرفای ۳۸۱۵ تا ۳۸۲۹ و ۳۸۳۱ تا ۳۹۶۲ m نفت متوسط و با ادامه حفاری از ژرفای ۳۹۶۲ تا ۴۲۷۲ m نفت متوسط تا سبک و در ژرفای ۳۸۱۵-

مراجع

- [1]. Han G, Jiang J, Zhang C, Duong T Q, Guizani M, Karagiannidis G k (2016) A survey on mobile anchors assisted localization in wireless sensor networks, *IEEE Communications Surveys Tutorials*, 18, 3: 2220-2243.
- [2]. Xie R, Liu A, Gao J (2016) A residual energy aware schedule scheme for WSNs employing adjustable awake/sleep duty cycle, *Wireless Personal Communications*, 90, 4: 1859-1887.
- [3]. Kandel D, Quagliaroli R, Segalini G, Barraud B (2000) Improved integrated reservoir interpretation using gas while drilling data, In *SPE European Petroleum Conference*. Society of Petroleum Engineers, 489-501.
- [4]. Hashimov S (2015) Gas ratio analysis in Hovsan oil field, *Journal of Geological Resource and Engineering*, 1: 42-48.
- [5]. Dashti J, Al-Mulla K, Al-andari E, Al-Ajmi B, Rao S, Al-Qattan F, Al-Adwani K (2015) Use of mud gas chromatograph for reservoir quality prediction while drilling-a case study, in *SPE Kuwait Oil And Gas Show and Conference*, Society of Petroleum Engineers.
- [6]. Capone G, Riyanto L B, Carugo C, Ferroni G (2012) Advanced mud gas detection system improves formation fluid characterization while drilling in challenging Indonesia deep water: A case history, *Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Jakarta, Thirty-Sixth Annual Convention and Exhibition*.
- [7]. Newton S, Liu C, Al-Dwaish M S, Al-Harbi M, Eštarabadi J, Shoeibi A, Ferroni G (2014) The application of mud gas analysis in the evaluation of a complex carbonate reservoir, *SPWLA 55th Annual Logging Symposium, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts*.
- [8]. Al-Muraikhi R, Al-Shamali A, Alsammak I A, Eštarabadi J, Martocchia A, Ferroni G, Janbakhsh M (2013) Real Time advanced flow analysis for early kick/loss detection and identification of open fractures, In *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*, Society of Petroleum Engineers.
- [9]. Sabah M, Talebkeikhah M Wood D A, Khosravanian R, Anemangely M, Younesi A (2019) A machine learning approach to predict drilling rate using petrophysical and mud logging data, *Earth Science Informatics*, 12, 3: 319-339.
- [10]. 3D seismic interpretation report, Sirrie E Oil field, 1977.
- [11]. Rabbani A R (2007) Petroleum geochemistry, Offshore SE Iran, *Geochemistry International*, 45, 11: 1164-1172.
- [12]. Setudehnia A (1978) The Mesozoic sequence in southwest Iran and adjacent areas, *Journal of Petroleum Geology*, 1, 1: 3-42.
- [13]. Alsharhan A S, Nairn A E M (1988) A review of the Cretaceous formations in the Arabian Peninsula and Gulf: Part II, Mid-Cretaceous (Wasia Group), stratigraphy and paleontology, *Petroleum Geology*, 11: 89-112.
- [14]. Alsharhan A S, Nairn A E M (1997) Sedimentary basins and petroleum geology of the Middle East, Elsevier Science, 940.
- [15]. Sharland P R, Archer R, Casey D M, Davies R B, Hall S H, Heward A P, Horbury A D, Simmons M D (2001) Arabian plate sequence stratigraphy, *Geo Arabia Special Publication*, 2: 371.
- [16]. Farzadi P (2006) The development of Middle Cretaceous carbonate platforms, Persian Gulf, Iran: Constraints from seismic stratigraphy, well and biostratigraphy, *Petroleum Geoscience*, 12, 1: 59-68.
- [17]. Beiranvand B, Ahmadi A, Sharafodin M (2007) Mapping and classifying flow units in the upper part of the Mid-Cretaceous Sarvak Formation (Western Dezful embayment, South-west Iran), based on a determination of reservoir Rock Type, *Journal of Petroleum Geology*, 30, 4: 357-373.
- [18]. Ghabeishavi A, Vaziri-Moghaddam H, Taheri A (2009) Facies distribution and sequence stratigraphy of the Coniacian-Santonian succession of the Bangeštan Palaeo-high in the Bangeštan Anticline, SW Iran, *Facies*, 55, 2: 243-257.
- [19]. Ghabeishavi A, Vaziri-Moghaddam H, Taheri A, Taati F (2010) Microfacies and depositional environment of the Cenomanian of the Bangeštan anticline, SW Iran, *Journal of Asian Earth Sciences*, 37, 3: 275-285.
- [20]. Hollis C (2011) Diagenetic controls on reservoir properties of carbonate successions within the Albian-Turonian of the Arabian Plate, *Petroleum Geoscience*, 17, 3: 223-241.
- [21]. Lapponi F, Casini G, Sharp I, Blendinger W, Fernández N, Romaine I, Hunt D (2011) From outcrop to 3D modelling: a case study of a dolomitized Carbonate reservoir, Zagros Mountains, Iran, *Petroleum Geoscience*, 17, 3: 283-307.
- [22]. Alsharhan A S, Kendall C G S t c (1991) Cretaceous chronostratigraphy, unconformities and eustatic sea level changes in the sediments of Abu Dhabi, United Arab Emirates, *Cretaceous Research*, 12, 4: 379-401.

- [23]. Rahimpour-Bonab H, Mehrabi H, Enayati-Bidgoli A H, Omidvar M (2012) Coupled imprints of tropical climate and recurring emergence on reservoir evolution of a mid-Cretaceous carbonate ramp, Zagros Basin, southwest Iran, *Cretaceous Research*, 37: 15-34.
- [24]. Razin P, Taati F, Van Buchem F S P (2010) Sequence stratigraphy of Cenomanian-Turonian carbonate platform margins (Sarvak formation) in the High Zagros, SW Iran: an outcrop reference model for the Arabian Plate, Geological Society, London, Special Publication, 329, 1: 187-218 .
- [25]. Sharp I, Gillespie P, Morsalnezhad D, Taberner C, Karpuz R, Verge S J, Horbury A, Pickard N, Garland J, Hunt D (2010) Stratigraphic architecture and fracture controlled dolomitization of the Cretaceous Khami and Bangestan groups: an outcrop case study, Zagros Mountains, Iran, Geological Society of London, Special Publication, 329: 343-396.
- [26]. Van Buchem F S P, Simmons M D, Droste H J, Davies R B (2011) Late Aptian to Turonian stratigraphy of the eastern Arabian plate depositional sequences and lithostratigraphic nomenclature, *Petroleum Geoscience*, 17, 3: 211-222.
- [27]. Robertsson J O, Moore I, Vassallo M, Özdemir K, van Manen D J, Özbek A (2008) On the use of multi-component streamer recordings for reconstruction of pressure wavefields in the crossline direction. *Geophysics*, 73, 5: A45-A49.
- [28]. Naegel M, Pradié E, Delahaye T, Mabile C, Roussiaux G (1998) Cuttings flow meters monitor hole cleaning in extended reach wells, In European Petroleum Conference, Society of Petroleum Engineers.
- [29]. Barwick V J (1999) Sources of uncertainty in gas chromatography and high-performance liquid chromatography, *Journal of Chromatography A*, 849, 1: 13-33.
- [30]. Ramsey M H, Ellison S L, Rostron P (2019) Measurement uncertainty arising from sampling: a guide to methods and approach, *Eurachem/CITAC Guide*, Eurachem.
- [۳۱]. جمشیدنژاد م.، "آنالیز عدم قطعیت در مطالعات مخازن هیدروکربنی"، انتشارات راه معاصر، ۱۵۰ صفحه، ۱۳۹۲.
- [32]. Abdel Aal A F N, Pinna G, Asif S, Mahmoud G, Heard S T, Hanaee A, Al Shehhi A (2014) New approach for formation evaluation using advanced mud gas analysis of conventional and unconventional reservoirs: A case study from onshore UAE, In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Society of Petroleum Engineers.
- [33]. Haworth J H, Sellens M, Whittaker A (1985) Interpretation of hydrocarbon shows using light (C1-C5) hydrocarbon gases from mud-log data, *AAPG Bulletin*, 69, 8: 1305-1310.
- [34]. Melo B A O (2016) Formation fluid prediction through gas while drilling analysis relationship between mud gas data and downhole fluid samples, Master Thesis, Petroleum Engineering, Técnico Lisboa, Portugal, 89.
- [35]. Pixler B O (1996) Formation evaluation by analysis of Hydrocarbon ratios, SPE-AIME, Bamid Div. National Lead Co. *Journal of Petroleum Technology*, 21, 06: 665-670.
- [36]. Ferroni G, Rivolta F, Schifano R (2012) Improved formation evaluation while drilling with a New heavy gas detector, In SPWLA 53rd Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, OnePetro.
- [37]. Al-Shamali A, Naveen K, Verma J, Estarbadi J, Al-Khamees W (2011) Application of gas while drilling technology for reservoir evaluation and characterisation during drilling of a horizontal well in a West Kuwait Carbonate reservoir, Presented in SPE workshop on Drilling and Completions: Real-Time Decisions while Drilling, 10-13th April, Barcelona, Spain.
- [38]. Masoudi P, Zahedi A, Moradzadeh A, Alirezaei F, Zamanzadeh S M (2011) Estimation of in place Hydrocarbon volum in multilayered reservoirs using deterministic and probabilistic approaches, *Journal of Energy Exploration and Exploitation*, 29, 5: 543-558.
- [۳۹]. حسینی ک.، "ارزیابی کیفیت مخزنی سازند میشریف با استفاده از داده‌های گل‌نگاری و انطباق آن با داده‌های ژئوشیمی، پتروگرافی و پتروفیزیک در میدان نفتی اسفند- خلیج فارس"، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه هرمزگان، ایران، ۱۳۹۸.
- [40]. Shazly T F, Ramadan M A (2011) Well logs application in determining the impact of mineral types and proportions on the reservoir performance of Bahariya formation of Bassel-1x well, western desert, Egypt, *Journal of American Science*, 7, 1: 498-505.
- [41]. Serra O (1988) Fundamentals of well-log interpretation: the acquisition of logging data, Chapter 1. Elsevier, Amsterdam, 1-24.
- [42]. Rider M H (1976) The geological interpretation of well logs, 1 st edition, United States: John Wiley and Sons, 1986.
- [43]. Clavier C, Ruß D H (1976) MID plot: A new lithology technique, *The Log Analyst*, 17: 06.
- [44]. Schlumberger (2000) Charts, Log Interpretation, Schlumberger Oilfield Communications.

[45] Schlumberge (2009) Log Interpretation Charts, 151.

[46]. Saberi A (2011) Optimizing the place and the number of the wells in an oil field, using algorithm genetics, The First Symposium in New Techniques in Oil and Gas Technology, Iran.

[47]. Dunlap and Associates Inc. and Kelley C R (1951) Pilot selection: An evaluation of published techniques, Dunlap and Associates.

[۴۸]. حسینی ک، رضائی پ، کاظم شیروودی س، معینی م، "بررسی ارتباط ریزرخساره‌ها، محیط رسوبی، دیاژنز و کیفیت مخزنی سازند میشریف (سنومانین-آغازین-تورونین) در میدان نفتی اسفند (سیری E)، شمال خاوری خلیج فارس،" پژوهش‌های چینه‌نگاری و رسوب‌شناسی، دوره ۳۵، شماره ۷۵، ص. ۱۰۹-۱۳۴، ۱۳۹۸.

[۴۹]. حسینی ک، رضائی پ، کاظم شیروودی س، "تحلیلی بر رخساره‌های الکتریکی، واحدهای جریان‌ی و بررسی توان مخزنی سازند میشریف (سنومانین-تورونین) در میدان نفتی اسفند،" خلیج فارس فصلنامه رسوب‌شناسی کاربردی، دوره ۸، شماره ۱۵، ص. ۲۳، ۱۳۹۹.



Application of Mud Logging Data and Petrophysical Parameters to Evaluate the Reservoir Quality of Mishrif Formation in the Esfand Oil Field, Persian Gulf

Kiamars Hosseini¹, Payman Rezaee^{1*}, Sajad Kazem Shirodi² and Mohammad Moeini²

¹ Department of Geology, Faculty of basic Science, University of Hormozgan, Bandar Abbas, Iran

² Iranin Offshore Oil Company, Tehran, Iran

p.rezaee@hormozgan.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4199.2905

Received: December/19/2020

Accepted: November/01/2020

Introduction

Nowadays, mud logging systems are usually utilized to ensure the natural behavior of the stratigraphic formations in the oil drilling and exploration. Mud logging system controls drilling parameters, including features of the returned well mud and associated gas, by their sensors and the embedded computers. These systems control the operational parameters, hydrocarbon saturation, formation pressure in order to conduct an effective drilling and production related decisions [1,2]. Most of hydrocarbon reservoirs show specific geochemistry features in type, amount, and ratio of their hydrocarbon elements; Therefore, the high quality well gas data could be potentially extracted and elaborated in reservoir quality assessment [3,4,5]. Using well gas data with Logging While Drilling (LWD) operations and petrophysical data could determine possibility of the gas zones in the specific stratigraphic levels. Conducting such procedure in oil drilling wells would play an important role in development of oil exploration [6]. This investigation attempts to separate the productive and non-productive zones of the Mishrif reservoir in order to determine the Esfand Oil Field quality, located in the Persian Gulf, by using mud logging and petrophysical data. As novel research, although such studies have been performed in the Persian Gulf countries [4,5,7,8,9], this contribution

has been carried out for the first time in the country.

Materials and Methods

After calibrating the gas chromatograph, the gases associated with the drilling mud of E1P5-ST2 well, at depth of 3802-4270 m in the Mishrif reservoir, are trapped by a gaseous tele, mixed with the air and hydrogen gas, transported to the Gas Treatment Panel (GTP) and then analyzed by the gas chromatograph. To determine the petrophysical parameters of the reservoir including lithology, water saturation, effective porosity and volume of the shale, the Gamma, density, sonic, resistivity, neutron, and caliper well logs with a petrophysical evaluation are used. The petrophysical analysis was carried out by the Geolog 6.7 and Logplot softwares.

Results and Discussion

The mud logging data during oil exploration drilling provide valuable information to assess the quality of reservoir rocks, fluid contact, and reservoir permeability upon the formation gases [3,4]. In this research, the gases of drilling mud, released from the Mishrif Formation (equivalent to the upper part of Sarvak Formation, late Albian-early Turonian) at the E1P5-ST2 well, which drilled in the Mishrif reservoir, the Esfand Oil Field, are recorded at depths of 3802

to 4270 m by using advanced gas chromatography. Moreover, continuous measurement of the gases concentrations, from very light components like methane to the heavy ones like hydrocarbon species of the C7, C6, and C8, including n-hexane, n-heptane, n-octane, benzene, and toluene, are measured. The recorded gas amount depends on many variables such as formation gases, reservoir pressure, density and viscosity of the drilling mud, drilling speed, and drilling bit rate of penetration (ROP), efficiency of the gas trap and gas visualizer, and variability of drilling mud flow rate [4]. Sections of the well that their function value is between 0.8 to 1.2 are considered as the section with suitable gas data quality [10]. The ratio of methane to the other heavy alkanes behaves as a reasonable and reliable index of the gases, condensates, and oil and water production potential. Thus, the following parameters could determine the reservoir fluid type, viscosity of oil and wet gases, and the reservoir production potential [11,4,12].

The ratio of heavy gases hydrocarbons of the $C6C7/(C3)$ and the $C6C7/C4C5$ are considered as the best representatives of the water-oil contact. These parameters determine the depth of water-oil contact in the studied well (5). After eliminating the background and trapped gases, the chart of drilling characteristics and Deep Resistivity and Rate of Penetration (RD&ROP) logs are plotted. The type of reservoir fluids is also recognized by the resistivity logs. According to this study, 11 zones are identified at the E1P5-ST2 exploration well. The zone 1 is a nonproductive, and the zones of 4, 6, 8, and 10 show a high average porosity, low water saturation, and good reservoir quality. Other zones, although display a high porosity due to the water saturation, are considered as weak oil productive because of their amount of water associated with the average production oil. Furthermore, the trend of porosity changes in the reservoir zones is determined according to the ROP changes against the gas data, especially the C1.

Conclusions

The analysis of the mud logging data during oil exploration drilling reveals valuable information for assessing the reservoir fluids and its productivity as well as the reservoir petrophysical properties such as the porosity and permeability. Using advanced gas chromatography and continuous measurement of the formation gas concentration, from its ultralight components such as methane to its heavy components, reveal the petrophysical characteristic of the Mishrif reservoir in the Esfand Oil Field. The reservoir gas characteristic is in consistent with the petrophysical parameters and the fluid content of this well. This exploration well with the unique available gases content data would play an important role in constraining the petrophysical zonation of the Mishrif reservoir in the Persian Gulf. After qualifying control of the data and

removal the effects of trapped and background gases, this research reveals the followings: (1) a medium weight oil at depth of 3815 to 3829 and 3831 to 3862, and (2) a medium weight to light oil at depth of 3962 to 4272 m, 3814 to 3815 m, and 3829 to 3831. Using porosity, water saturation, petrophysical and gases reservoir data, the Mishrif Formation is divided into 11 zones. Petrophysical evaluation shows the zone 1 as a non-productive zone. Among other 10 zones, the zones of 4, 6, 8, and 10 display high average porosity and low water saturation, which could be suggested as the suitable productive zones. According to the gases and mud logging data, these zones produce medium weight oil. The zones 3 and 7 show weak petrophysical characteristics. Although other zones have high porosity, but because of their high connate water are considered non-productive. In addition, using the gases variations especially the C1 versus the ROP, the porosity changes are defined. In fact, where the porosity in one section of the well increases, the ROP is also increases in the hydrocarbon values especially the C1. According to this research, the Mishrif reservoir in the studied field could be suggested as a heterogeneous reservoir. The neutron and density cross plots as well as the XRD data demonstrate that the dominant lithology of the Mishrif Formation in the E1P5-ST2 well is limestone.

References

1. Han G, Jiang J, Zhang C, Duong T Q, Guizani M, Karagiannidis G k (2016) A survey on mobile anchors assisted localization in wireless sensor networks, *IEEE Communications Surveys Tutorials*, 18: 3, 2220-2243.
2. Xie R, Liu A, Gao J (2016) A residual energy aware schedule scheme for WSNs employing adjustable awake/sleep duty cycle, *Wireless Personal Communications*, 90: 4, 1859-1887.
3. Kandel D, Quagliaroli R, Segalini G, Barraud B (2000) Improved integrated reservoir interpretation using gas while drilling data, In *SPE European Petroleum Conference*, Society of Petroleum Engineers, 4:06, 489-501.
4. Hashimov S, (2015) Gas ratio analysis in Hovsan Oil Field, *Journal of Geological Resource and Engineering*, 1: 42-48.
5. Dashti J, Al-Mulla K, Al-andari E, Al-Ajmi B, Rao S, Al-Qattan F, Al-Adwani K (2015) Use of mud gas chromatograph for reservoir quality prediction while drilling-a case study, in *SPE Kuwait oil and gas show and conference*. Society of Petroleum Engineers.
6. Capone G, Riyanto L B, Carugo C, Ferroni G (2012) Advanced mud gas detection system improves formation fluid characterization while drilling in challenging Indonesia deep water: A case history, *Proceedings, Indonesian Petroleum*

- Association, Jakarta. Thirty-Sixth Annual Convention & Exhibition.
7. Newton S, Liu C, Al-Dwaish M S, Al-Harbi M, Esterabadi J, Shoeibi A, Ferroni G, (2014) The application Of mud gas analysis in the evaluation of a complex Carbonate reservoir. SPWLA 55th Annual Logging Symposium, Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
 8. Al-Muraikhi R, Al-Shamali A, Alsammak I A, Esterabadi J, Martocchia A, Ferroni G, Janbakhsh M (2013) Real Time advanced flow analysis for early kick/loss detection & identification of open fractures. In SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers.
 9. Sabah M, Talebkeikhah M, Wood D A, Khosravanian R, Anemangely M, Younesi A (2019) A machine learning approach to predict drilling rate using petrophysical and mud logging data". Earth Science Informatics, 12: 3, 319-339.
 10. Abdel Aal A F N, Pinna G, Asif S, Mahmoud G, Heard S T, Hanaee A Al Shehhi A (2014) New approach for formation evaluation using advanced mud gas analysis of conventional and unconventional reservoirs: A case study from onshore UAE. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers.
 11. Haworth J H, Sellens M, Whittaker A (1985) Interpretation of hydrocarbon shows using light (C1-C5) hydrocarbon gases from mud-log data. AAPG bulletin, 69: 8, 1305-1310.
 12. Melo B A O (2016) Formation fluid prediction through gas while drilling analysis relationship between mud gas data and downhole fluid samples". Master thesis. Petroleum Engineering, Tecnico Lisboa, Portugal, 89.