

بررسی ویژگی‌های مخزنی سازند آسماری و پارامترهای ژئومکانیکی حاصل از نمودار صوتی دوقطبی، میدان نفتی رامشیر، جنوب غرب ایران

هوشنگ خدرصلح و بهمن سلیمانی*

گروه زمین شناسی، دانشکده علوم زمین، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۹۷/۴/۵ تاریخ پذیرش: ۹۷/۱۰/۲۹

چکیده

در این مقاله سعی شده که ضمن توصیف اختصاصات مخزنی از داده‌های نمودار صوتی دوقطبی به منظور محاسبه مقادیر پارامترهای ژئومکانیکی سازند آسماری میدان نفتی رامشیر، جنوب غرب ایران و پیش‌بینی انتخاب مته استفاده گردد. سازند آسماری براساس پارامترهای مخزنی به هشت زون تقسیم شده، که در این میان زون‌های ۱، ۲ و ۳ (به‌طور عمده زون ۲) تولیدی هستند. به‌منظور بررسی تغییرات سنگ‌شناسی مخزن آسماری، تعداد ۳۰۰ مقطع نازک از چاه‌های شماره ۱۴، ۴ و ۱۶ مطالعه شد. در مجموع ۸ رخساره تشخیص داده شد: دولواستون، آهک رسی، وکستون/پکستون، گرینستون، انیدریت، ماسه‌سنگ، شیل/مارن و شیل پیریتی. این رخساره‌های سنگی بر محیط رسوبی دلالت دارند که از دریای کم‌عمق، جزر و مدی و نیز لاگون تغییر می‌یابد. دولومیتی‌شدن، تبلور مجدد، میکرایتی‌شدن، پیریتی‌شدن و انحلال از جمله فرآیندهای دیاژنزی غالب هستند. تغییرات پارامترهای ژئومکانیکی متناسب با رخساره سنگی بوده، در تعیین تغییرات احتمالی ویژگی‌های مخزن و پتانسیل حفاری سازند می‌تواند مؤثر باشد. به‌طور کلی، این پارامترها با یکدیگر همخوانی داشته، نشان‌دهنده ناهمگنی مخزن بوده، بخش‌های بالایی دارای پتانسیل مخزنی بالاتری است.

کلمات کلیدی: میدان نفتی رامشیر، مخزن آسماری، نمودار صوتی دوقطبی، انتخاب مته، پارامترهای ژئومکانیک

مقدمه

پارامترها به هنگام حفاری نامعلوم بوده اما برای درک ساده‌تر موضوع باید بدانیم هر چه سنگ سخت‌تر (نیرومندتر) باشد، سخت‌تر حفر شده و سرعت حفاری آن کمتر خواهد بود. هرچند شیوه متداول انتخاب مته حفاری، توجه به سوابق سرعت حفاری^۱ (ROP) مته‌های رانده شده در عملیات حفاری چاه‌های قبلی میدان نفتی رامشیر [۷-۹]

بررسی اختصاصات مخزنی و ارتباط آنها با سرعت حفاری و یا انتخاب مته موضوع با اهمیتی شمرده می‌شود [۱-۲]. سرعت حفاری مته‌ها به ویژگی‌های زمین‌شناختی سنگ‌ها، فیزیکی و مکانیکی [۳-۵] و یا اندازه مته [۶] بستگی دارد. اغلب این

1. Rate of Penetration

مخزن را به‌منظور بررسی تنش درجا، فشار منفذی و طراحی بهینه گل حفاری انجام دادند.

در این مقاله سعی گردیده به ویژگی‌های مختلف مخزن و پارامترهای ژئومکانیکی حاصل از نمودار صوتی دوقطبی در ارائه مت‌ه حفاری مناسب توجه گردد. نتایج حاصل از این مطالعات بر عملکرد حفاری از نظر سرعت و کاهش ریسک می‌تواند تاثیر ویژه‌ای داشته باشد.

زمین‌شناسی میدان

میدان نفتی رامشیر با مختصات جغرافیایی

E و N ۳۰° ۳۶' ۳۵" E ۳۰° ۴۶' ۴۱" N ۳۰° ۵۴' ۱۷" E
E ۱۹° ۳۳' ۴۹" -

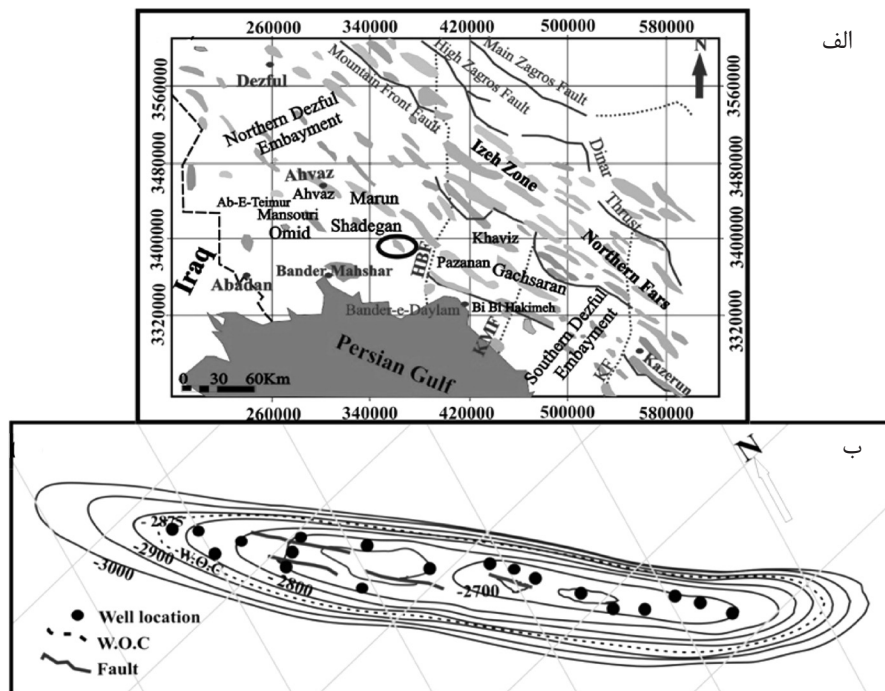
در مرکز فروافتادگی دزفول گسترش دارد (شکل ۱). این میدان در محدوده شهرستان رامشیر (در استان خوزستان) و در فاصله ۱۴۵ km جنوب شرقی اهواز قرار دارد. فاقد رخنمون سطحی است و با میداین نفتی شادگان، رگ‌سفید و آغاچاری هم‌جوار است. در سال ۱۳۴۱ کشف و بهره‌برداری از آن در سال ۱۳۴۵ آغاز گردید. میدان نفتی رامشیر با ابعاد ۳۵ km طول و ۵ km عرض، شامل مخازن آسماری و بنگستان است [۳۱]. این میدان دارای ساختمانی ملایم با روند شمال‌غرب- جنوب شرق بوده که شیب دامنه شمالی حداکثر ۲۲° و دامنه جنوبی ۱۲ الی ۱۵° است. طول ساختار برروی آخرین کنتور بسته سازند آسماری ۴×۴۰ km است [۳۲]. گسل‌های طولی براساس نقشه‌های عمقی در امتداد ستیغ ساختار و به‌صورت نرمال عمل نموده، و دماغه‌های غربی و شرقی آن حدود ۱۰۰ m اختلاف ارتفاع نسبت به سطح اساس دریا دارند (به‌ترتیب ۳۱۵۰ m و ۳۲۵۰ m).

روش مطالعه و جمع‌آوری داده‌ها

زون‌بندی مخزن - نمودارهای چاه‌پیمایی پتروفیزیکی مانند گاما، صوتی، نوترون و دانسیته در ارزیابی ویژگی‌های مخزن مورد استفاده قرار گرفتند.

آسان‌ترین و ارزان‌ترین روش انتخاب مت‌ه به‌شمار می‌رود. محققین بسیاری برای یافتن رابطه‌ای میان انتخاب بهینه مت‌ه و عملکرد آن [۱۰-۱۳]، پارامترهای ژئومکانیکی و انتخاب مت‌ه [۱۹-۱۴]، تلاش کرده‌اند اما گزینه‌ای که اغلب مدنظر قرار گرفته، بهبود سرعت حفاری با تغییر وزن گل [۲ و ۲۰-۲۱] بوده است.

مطالعات صورت گرفته در زمینه تعیین و نقش پارامترهای ژئومکانیک در میداین نفتی جنوب‌غرب ایران متعدد بوده، اما می‌توان به بعضی موارد اشاره نمود. سهرابی و همکاران [۲۲] از پارامتر مدول یانگ و ویژگی‌های رسوب‌شناسی سازند آسماری استفاده و نتیجه گرفتند که انطباق خوبی دارند. آنها علی‌رغم حساسیت بالای سازند کربناته آسماری نسبت به فرآیندهای دیانز، رخساره مکانیکی را برای این سازند تعریف نمودند. سایر پارامترهای ژئومکانیک در این مطالعه با ویژگی‌های سازند همخوانی نداشته است. نبی‌لو [۱۹] از پارامترهای ژئومکانیک در انتخاب مت‌ه حفاری در یکی از میداین نفتی جنوب‌غرب ایران و نقش آن در ازدیاد برداشت استفاده نمود. داورپناه و نصابه [۲۳] پارامترهای حفاری را براساس ویژگی مقاومت سازند با استفاده از انرژی خاص مکانیکی در میدان پارس جنوبی مطالعه نمودند. آبدیده و سحرخیز [۲۴] از روش انرژی مخصوص در انتخاب بهینه مت‌ه حفاری استفاده نمود. نوروزی بزمین آبادی [۲۵] تاثیر پارامترهای مکانیکی سنگ مخزن بر نرخ نفوذ حفاری را به‌عنوان موضوع پایان‌نامه کارشناسی ارشد خود بررسی نمودند. محمدی بهبود [۲۶] طبقه‌بندی ژئومکانیکی سازندهای نفتی را براساس شاخص انرژی ویژه حفاری در حفاری‌های عمیق مورد مطالعه قرار داد. روکی [۲۷] تاثیر پارامترهای حفاری بر نرخ نفوذ مت‌ه و داروئی و همکاران [۲۸] مقایسه انواع روش‌های ژئومکانیکی جهت بهینه‌سازی انتخاب مت‌ه حفاری را مطرح نمودند. آنه منگلی و همکاران [۲۹] قابلیت حفاری سنگ مخزن را براساس نفوذ مت‌ه بررسی نمود. نجیبی و همکاران [۳۰] مدل‌سازی ژئومکانیکی



شکل ۱ الف- موقعیت میدان نفتی رامشیر و ب- نقشه UGC راس سازند آسماری همراه با موقعیت چاه‌های مورد مطالعه

به‌دست آمده تاثیرگذار باشد. از آنجا که سنگ‌های رسوبی لایه‌ای بوده و اغلب شکاف‌دار [۳۶] و شکسته (ریزترک هم‌راستا)، دارای کانی‌های هم‌راستا (همانند میکا و رس) [۳۷] در راستای سطوح لایه‌بندی [۳۸]، و یا دارای شکاف‌ها و گسل‌های بزرگ [۳۹] هستند، واکنش توده‌های سنگی در برابر بار وارده همواره تابع ماهیت ناهمگون کل توده سنگ و توسط آن کنترل می‌شود. علی‌رغم آگاهی از این موارد، از آنها صرف‌نظر کرده و رسوبات تشکیل‌دهنده سنگ‌ها را به‌عنوان محیطی ایزوتروپ در نظر می‌گیرند.

سرعت صوت در سازند به چگالی و خواص کشابندی کانی‌های تشکیل‌دهنده سنگ بستگی دارد، با آگاهی از چگالی و سرعت امواج (S، p، v_p ، v_s) در یک توده سنگی، می‌توان مقادیر ثابت کشابندی آن را محاسبه نمود. آگاهی از این پارامترها امکان انتخاب مته حفاری مطابق با ویژگی‌های سنگ را تسهیل می‌نماید.

اگر چه با فرض ایزوتروپ بودن، در یک جامد کشابند، روابطی میان مدول‌های سنگ و سرعت

رخساره‌ها- در مطالعه سنگ‌شناسی و تعیین رخساره‌های سنگی مخزن آسماری، تعداد ۳۰۰ مقطع نازک تهیه شده از نمونه‌های سازند آسماری در چاه‌های ۴، ۱۴ و ۱۶ استفاده گردید. نام‌گذاری رخساره براساس رده‌بندی دانهام صورت گرفت.

پارامترهای ژئومکانیکی: خواص کشابندی^۱ سنگ منبعی ارزشمند از اطلاعات برای غالب پروژه‌های مرتبط با مکانیک سنگ است [۳۳-۳۴]. انتشار موج صوتی به خواص کشابندی سنگ‌ها بستگی دارد [۳۵]، لذا می‌توان از آن برای تخمین خواص کشابندی سنگ‌ها استفاده کنیم. برای به‌دست آوردن اطلاعات مربوط به خواص مکانیکی سنگ (از جمله نسبت پواسون، مدول برشی، مدول یانگ، مدول توده‌ای، قابلیت تراکم‌پذیری و ستبری) دو شیوه متفاوت وجود دارد: (الف) سنجش‌های آزمایشگاهی با استفاده از نمونه‌های مغزه، و (ب) استفاده از سرعت امواج تراکمی و برشی. خواص مکانیکی آزمایشگاهی مغزه‌ها می‌تواند با خواص درجای سنگ بسیار متفاوت باشند. در عین حال دگرسانی مغزه پس از حفاری (در اثر افت دما و فشار) نیز بر نتایج

1. Elasticity

استاندارد از $\frac{3}{4}$ تا ۲۶ اینچ ساخته شده و بر مبنای سختی سازند طراحی می‌شوند. رمز IADC برای مته‌های حفاری امکان شناسایی مته‌ها با کاربرد و ویژگی‌های مشابه را می‌دهد. این رمز برای مته‌های کاج غلتشی^۱ (دندان فولادی و دکمه‌ای تنگستن کارباید یا TCI) شامل سه عدد است. عدد نخست (سری) (از ۱ تا ۳) به مته‌های دندان فولادی ویژه سازندهای نرم، متوسط و سخت اختصاص یافته است. شماره‌های ۴ تا ۸ ویژه مته‌های دکمه‌ای به ترتیب سازندهای نرم، نرم تا متوسط، متوسط، سخت، و بسیار سخت است. عدد دوم رمز، از ۱ تا ۴، سختی سازند را باز به زیرگروه‌های کوچک‌تر تقسیم می‌کند [۴۱]. عدد سوم رمز مربوط به گزینه‌های طراحی شرکت‌های سازنده مته (ویژگی هر مته در رابطه با یاتاقان، کاج مته، حفاظ جانبی و غیره) است که از ۱ تا ۸ به آن اختصاص یافته است. به این ترتیب دو رقم نخست رمز مربوط به ویژگی‌های سازند (قابلیت حفاری، سختی، ساینده‌گی، ...) است. بدیهی است همین فلسفه نیز در مته‌های دندان ثابت (پلی کریستالین یا PDC و مته‌های الماس) حاکم است. رمز مته‌های PDC چهار قسمتی است که به (الف) ماده سازنده بدنه، (ب) چگالی بُرنده‌ها، (پ) اندازه بُرنده‌ها، (ت) نیم‌رخ مته، اختصاص یافته است. نخستین قسمت رمز مربوط به ماده‌ای است که مته با آن ساخته شده است: M (برای ماتریکس) و S (برای فولاد). دیگر قسمت‌های رمز به همان ویژگی‌های مربوط به مته‌های کاج‌غلتشی اشاره دارند. با افزایش رقم رمز، چگالی بُرنده‌های مته سنگین‌تر می‌شود که با سخت‌تر شدن عملکرد مته مطابقت دارد. مته‌های استفاده شده در عملیات‌های حفاری چاه‌های مختلف میدان رامشیر ارائه شده است (جدول ۱).

۱. کاج غلتشی - در مته‌های کاجی cone bit سه بخش کاجی شکل به‌طور هم‌زمان با دوران مته می‌چرخد. سازندگان مته دندان‌ها را روی سطح کاج می‌تراشند یا تکمه‌های خیلی سخت تنگستن کارباید (CW) را روی کاج جاسازی می‌کنند.

امواج صوتی وجود دارد، ولی مقادیر به‌دست آمده از معادلات برای یک میدان از چاهی به چاه دیگر و نقطه‌ای به نقطه دیگر متفاوت هستند. سرعت موج‌های طولی و عرضی، به ترتیب با V_p و V_s نشان داده شده که برحسب K (مدول توده‌ای)، G (مدول برشی) و چگالی ρ به‌صورت زیر بیان می‌شوند [۴۰]:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4G/3}{\rho}} \quad (1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (2)$$

مقادیر ثابت‌های کشاینده دیگر را می‌توان از روابط زیر به‌دست آورد:

$$G = \rho V_s^2 \quad (3) \quad (\text{مدول برشی})$$

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (4) \quad (\text{نسبت پواسون})$$

$$\lambda = G \frac{2\nu}{1-2\nu} \quad (5) \quad (\text{مدول لامدا})$$

$$K = \lambda + \frac{2G}{3} \quad (6) \quad (\text{مدول توده‌ای})$$

$$E = 3K(1-2\nu) \quad (7) \quad (\text{مدول یانگ})$$

$$B = K^{-1} \quad (8) \quad (\text{تراکم‌پذیری})$$

ستبری نسبی سنگ (مدول M) را نیز می‌توان به شکل زیر از مقادیر سرعت لرزه‌ای محاسبه نمود:

$$M = V_p^2 \cdot \rho \quad (9)$$

متداول‌ترین روش مورد استفاده برای اندازه‌گیری هم‌زمان امواج تراکمی و برشی، ابزار صوتی دوقطبی است. که از منبع دوقطبی (دو مونوپل با فاز مخالف که نزدیک به هم نصب شده‌اند) استفاده نموده و زمان گذر صوت را اندازه می‌گیرد. سپس مقدار زمان را به سرعت‌های تراکمی و برشی مربوط به خود تبدیل می‌نماید. به‌منظور محاسبه مقادیر ثابت‌های کشاینده مختلف سنگ‌ها در مخزن مورد نظر، از نمودارهای چگالی و سرعت امواج صوتی استفاده گردید.

رمزهای مته IADC و مته‌های استفاده شده

مته‌های حفاری دورانی در ۲۶ اندازه (قطر)

جدول ۱ مته‌های مورد استفاده در عملیات حفاری چاه‌های مختلف میدان رامشیر. بخش مخزنی پررنگ است

شماره مته	قطر مته (in)	نوع مته	IADC Code ^۴	Jets ^۲ (1/32")	عمق ورودی (m)	عمق خروجی (m)	زمان حفاری (hr)	ROP ^۳ (m/hr)	MW ^۱ (pcf)
۱	۲۶	R1	۱۱۱	۱۸×۳	۰	۱۴۷	۲۵	۵/۸۸	۶۷
۲	۱۷/۵	GTX-G1	۱۱۵	۱۶×۳	۱۴۷	۱۱۷۱	۹۰	۱۱/۳۷	۸۲
۳	۱۷/۵	GTX-G2	۱۱۶	۱۶×۳	۱۱۷۱	۱۴۰۹	۸۳	۲/۸۶	۸۷
۴	۱۷/۵	HC606	M223	۱۴×۹	۱۴۰۹	۱۹۶۱	۲۳۶	۲/۳۰	۹۰
۵	۱۷/۵	GTX-G3	۱۳۱	۱۸×۳	۱۹۶۱	۲۰۱۱	۴۲	۱/۱۹	۹۰
۶	۱۷/۵	MA82PX	M223	۱۶×۱۸+۶×۳	۲۰۱۱	۲۰۳۷	۳۸	۰/۶۸	۹۰
۷	۱۷/۵	FM26631	M323	۱۴×۱۶+۳×۶	۲۰۳۷	۲۱۶۸	۴۵	۲/۹۱	۹۱
۸	۱۲/۲۵	SV	۲۱۴	۱۵×۳	۲۱۶۸	۲۱۸۸	۲۶/۵	۰/۷۵	۱۳۳
۹	۱۲/۲۵	G547XL	-	۱۶×۶	۲۱۸۸	۲۶۴۸/۵	۱۹۴	۳/۴۰	۱۳۴
۱۰	۱۲/۲۵	SV	۲۱۴	۱۵×۲۰+Open	۲۶۴۸/۵	۲۶۶۴	۴۹	۰/۳۱	۱۴۰
۱۱	۱۲/۲۵	G536XL	S214	۱۴×۱۶+۱×۵	۲۶۶۴	۲۸۱۵	۴۲	۳/۵۹	۱۴۰
۱۲	۱۲/۲۵	SV	۲۱۴	۲۰×۳	۲۸۱۵	۲۸۴۵/۷	۵۳	۰/۵۸	۱۴۰
۱۳	۸/۳۷۵	GT-20	۵۱۷	Open	۲۸۴۵/۷	۲۲۰۶	۵۷	۲/۰۹	۶۴
۱۴	۸/۲۵	G214A	۵۱۵	۱۵×۳	۲۲۰۶	۲۲۲۷	۶۲	۰/۳۴	۱۳۴
۱۵	۸/۲۵	GA214	۵۱۵	۱۵×۳	۲۲۲۷	۲۲۵۷	۷۲	۰/۴۲	۱۳۴
۱۶	۸/۲۵	G536XL	۵۲۷	۱۴×۱۳+۲×۲	۲۲۵۷	۲۸۵۰/۳	۳۷۹	۱/۵۶	۱۴۰
۱۷	۸/۲۵	GTXG3	۱۳۵	۱۶×۳	۲۸۵۰/۳	۲۹۰۵/۲	۵۵	۱/۰	۱۴۰

تغییر می‌کند. حد بالایی آن با انیدریت پوش‌سنگ و حد پایینی آن با رسوبات ماسه‌سنگی و یا شیلی زون ۲ مشخص می‌گردد. زیرزون ۱-۱ با میانگین ضخامت ۱۷/۲۳ m دارای کمینه ضخامت ۱۵/۵ m در چاه شماره ۱۱ و بیشینه ضخامت ۱۹ m در چاه‌های شماره ۴ و ۱۰ است. زیرزون ۱-۲ با میانگین ضخامت ۱۷/۸۲ m دارای کمینه ضخامت ۱۴/۵ m در چاه شماره ۴ و بیشینه ضخامت ۲۰ m در چاه شماره ۸ است.

به‌منظور شناخت بهتر مخزن و واکاوی دلایل تغییرات پارامترهای ژئومکانیکی مخزن، بررسی زون‌بندی و تغییرات ضخامتی و سنگ‌شناسی از اهمیت خاصی برخوردار است.

زون‌های مخزنی

سازند آسماری در میدان مورد مطالعه به هشت زون تقسیم شده و زون‌های ۱، ۳، ۵، ۶ و ۷ دارای دو زیر زون هستند.

زون ۱: قسمت بالایی سازند آسماری از سنگ‌آهک ریزدانه مادستون تا وکستون و نیز دولومیت ریزدانه تشکیل شده است. فرآیندهای دیاژنزی دولومیتی شدن، انحلال و تبلور مجدد تاثیر نموده و تخلخل ثانویه از نوع انحلالی و بین‌بلوری به وفور مشاهده می‌شود. میانگین تخلخل این زون بین ۱۰ تا ۱۵٪

۱. مخفف وزن گل weight mud و برحسب پوند فوت مکعب است.
 ۲. مخفف نرخ نفوذ penetration of rate مته بوده که بر مبنای متر بر ساعت است.
 ۳. نازل یا سوراخهایی با قطر کوچک معمولاً با قطر ۱/۳۲" از جنس تنگستن کاربرد در مته تعبیه شده و جهت بالا بردن سرعت جریان سیال حفاری است.
 ۴. IADC Code - مخفف International Association of Drilling Contractors بوده و برای توصیف و طراحی مته‌ها به‌کار می‌رود.

پایینی آن با یک لایه شیلی (گامای بالا) مشخص می‌گردد. زیرزون ۱-۳ با میانگین ضخامت $18/95$ m دارای کمینه ضخامت $12/5$ m در چاه شماره ۱۱ و بیشینه ضخامت $25/5$ m در چاه شماره ۷ است. زیرزون ۲-۳ با میانگین ضخامت $26/18$ m دارای کمینه ضخامت $18/5$ m در چاه شماره ۳ و بیشینه ضخامت $33/5$ m در چاه شماره ۷ است.

زون ۴: از دو بخش شیلی در بالا و پایین و سنگ‌های دولومیتی و آهکی بین آنها تشکیل شده است. سنگ‌های آهکی از مادستون و نیز اندکی بیش‌تر و کستون-پکستون پلّتی همراه با مقداری ماسه کوارتزی و مقدار قابل ملاحظه‌ای پیریت تشکیل شده است. مرز بالایی آن با افزایش لایه‌های انیدریتی زون ۳ و مرز پایینی آن با لایه‌های شیلی و مارن خاکستری تا قرمز مشخص می‌شود. سنگ‌های آهکی این زون به شدت دولومیتی شده و تخلخل انحلالی و بین‌بلوری بین ۱۰ تا ۲۰٪ در آنها توسعه یافته است. زون ۴ با میانگین ضخامت $29/24$ m دارای کمینه ضخامت 15 m در چاه شماره ۵ و بیشینه ضخامت 33 m در چاه شماره ۹ است.

زون ۵: این زون به دو زیر زون تقسیم شده است. مرز بالایی این زون با سنگ‌های آهکی و دولومیتی در زیر لایه‌های شیلی و مارنی زون ۴ شروع می‌شود. بخش بالایی زون ۵ شامل لایه‌های آهکی و کستون پیریتی، دانه‌ریز است که می‌تواند بیانگر دباژنز آب شیرین و تشکیل سیمان آب شیرین و دوز باشد. این زون لایه‌های شیلی پیریتی و ماسه‌ای را شامل می‌شود. زیر زون ۵-۱ عمدتاً سنگ آهک، دولومیت پیریتی و لایه‌های شیلی و زیر زون ۵-۲ شامل لایه‌های ماسه با سیمان آهکی است. این ماسه‌سنگ‌ها دانه ریز و جورشده زاویه‌دار تا متوسط و درشت‌دانه با جورشدگی خوب و گرد شده هستند. ضخامت زیر زون ماسه‌سنگی از غرب به شرق میدان کاهش می‌یابد. عمده تخلخل زیرزون ۵-۱، انحلالی و بین‌بلوری ولی در زیرزون ۵-۲ بین‌دانه‌ای است.

زون ۲: رسوبات تخریبی ماسه‌سنگ و شیل به‌علاوه سنگ‌آهک‌های مادستون، دانه‌ریز با ماتریکس رسی. تخلخل ماسه‌سنگ‌ها بیش‌تر از نوع بین‌دانه‌ای و نیز بین‌بلوری (در اثر انحلال سیمان آهکی و دولومیتیزاسیون). مرز بالایی این زون سنگ‌های کربناته (دولومیت آهکی) زون ۱ و مرز پایین آن با شروع کربنات‌های زون ۳ تعیین می‌شود. این سطح را می‌توان سطح عقب‌نشینی دریا در نظر گرفت. باتوجه به سیمان آب شیرین موجود در کربنات‌های زون ۳ می‌توان این سطح را همراه با هوازدگی یا محیط خیلی کم‌عمق در نظر گرفت. زیرزون ۱-۲ با میانگین ضخامت $4/77$ m دارای کمینه ضخامت 3 m در چاه شماره ۵ و بیشینه ضخامت 6 m در چاه‌های شماره ۶ و ۸ است. زیرزون ۲-۲ با میانگین ضخامت $13/23$ m دارای کمینه ضخامت $6/5$ m در چاه شماره ۳ و بیشینه ضخامت 18 m در چاه‌های شماره ۴ و ۹ است. زیرزون ۳-۲ با میانگین ضخامت $8/23$ m دارای کمینه ضخامت $4/5$ m در چاه شماره ۹ و بیشینه ضخامت 14 m در چاه شماره ۵ است. زیرزون ۴-۲ با میانگین ضخامت $6/80$ m دارای کمینه ضخامت 2 m در چاه شماره ۸ و بیشینه ضخامت $12/5$ m در چاه شماره ۳ است. زیرزون ۵-۲ با میانگین ضخامت $5/56$ m دارای کمینه ضخامت $2/5$ m در چاه شماره ۴ و بیشینه ضخامت $8/5$ m در چاه شماره ۶ است.

زون ۳: سنگ‌های آهکی دانه‌ریز تا متوسط، مادستون تا وکستون رسی و اندکی ماسه‌ای، همچنین آهک گرینستون، پیریتی و پلّتی و اوولیتی و نیز نازک لایه‌های انیدریتی و لایه‌هایی از دولومیت، شیل و مارن خاکستری و قرمز و همچنین لایه‌های نازکی از ماسه‌سنگ. این زون دربرگیرنده لایه‌های انیدریتی با ضخامت ۵ تا ۷ m در برخی چاه‌های میدان (۷ و ۸ و ۲ و ۶) است. تخلخل در آهک‌های گرینستون و ماسه‌ها عمدتاً بین دانه‌ای و در دیگر موارد انحلالی و در دولومیت‌ها، بین‌بلوری است. مرز بالایی آن رسوبات تخریبی زون ۲ و مرز

است. مرز پایین این زون با ظهور شیل‌های زون ۸ مشخص می‌شود. زیرزون ۷-۱ با میانگین ضخامت $22/43$ m دارای کمینه ضخامت 17 m در چاه شماره ۹ و بیشینه ضخامت $27/5$ m در چاه شماره ۲ است. زیرزون ۷-۲ با میانگین ضخامت 50 m دارای کمینه ضخامت 30 m در چاه شماره ۲ و بیشینه ضخامت 73 m در چاه شماره ۱۱ است.

زون ۸: تناوب شیل، سنگ‌آهک و دولومیت که مرز بالایی آن با شیل‌های به‌شدت پیریتی آغاز می‌شود. سنگ‌های آهکی و دولومیتی این زون از نوع وکستون تا پکستون و بیوکلاستیک، پیریتی و رسی می‌باشد که با افزایش عمق، مقدار شیل و پیریت افزایش یافته و لایه‌های آهکی و دولومیتی به‌صورت میان‌لایه‌ای ظاهر می‌شوند. زون ۸ با میانگین ضخامت $36/75$ m دارای کمینه ضخامت 23 m در چاه شماره ۱۱ و بیشینه ضخامت 47 m در چاه‌های شماره ۴ و ۹ است.

رخساره‌های سنگی

به‌منظور بررسی سنگ‌شناسی و همچنین رخساره‌های سنگی مخزن آسماری، تعداد ۳۰۰ مقطع نازک نمونه‌های تهیه شده از چاه‌های شماره ۴، ۱۴ و ۱۶ توصیف شد (شکل ۲). در مجموع ۸ رخساره سنگی براساس رده‌بندی دانه‌ها مشخص شده است:

رخساره دولوستون - این رخساره از دولومیت‌های ریز دانه تا متوسط تشکیل شده و گاه دارای بلورهای پراکنده انیدریت، رس و ماسه است در مواردی تبدیل تدریجی مادستون به دولومیت ریز دانه ثانوی مشخص بوده، وجود بلورهای پراکنده انیدریت می‌تواند نمایان‌گر محیط سبخایی^۱ باشد. این رخساره در زون ۱ گسترش زیاد دارد ولی به‌مقدار کمتر در زون‌های ۳، ۴، ۵، ۶ و ۷ نیز دیده می‌شود.

رخساره آهک‌رسی - این رخساره دربردارنده آهک ریز دانه رسی است که گاه دولومیتی شده‌اند.

۱. محیط سبخایی یا Sabkha environment - یکی از محیط‌های تشکیل نمک‌های تبخیری و شامل سبخاهای قاره‌ای و سبخاهای ساحلی است.

زیرزون ۵-۱ با میانگین ضخامت $35/75$ m دارای کمینه ضخامت 19 m در چاه شماره ۲ و بیشینه ضخامت 44 m در چاه شماره ۵ است. زیرزون ۵-۲ با میانگین ضخامت $28/69$ m دارای کمینه ضخامت 18 m در چاه شماره ۹ و بیشینه ضخامت 43 m در چاه شماره ۳ است.

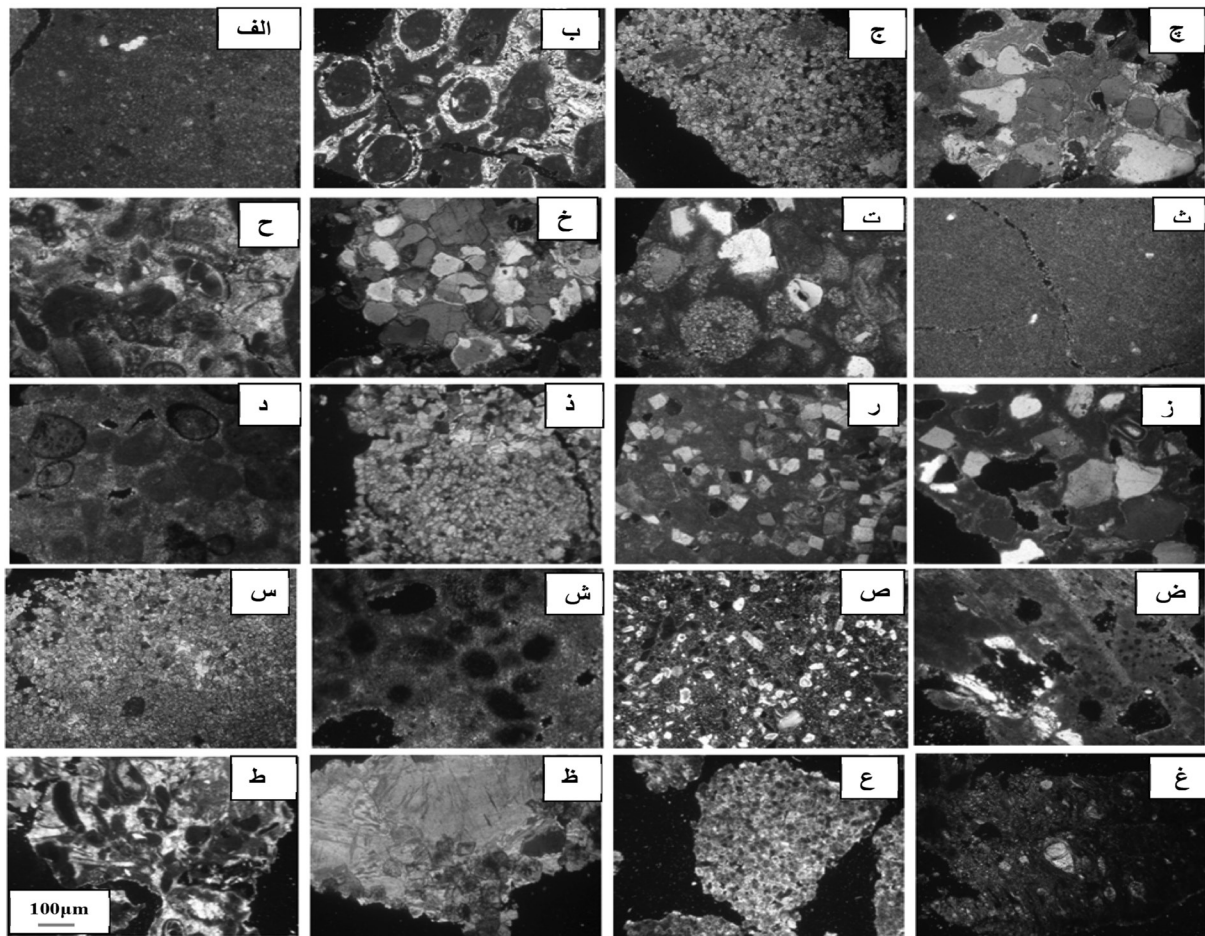
زون ۶: مرز بالایی آن با آخرین لایه شیلی و مارنی زون ۵ در نمودار پرتو گاما مشخص می‌شود. بخش بالایی این زون با سنگ‌های آهکی مادستون، وکستون-پکستون شروع می‌شود. این سنگ‌های آهکی دارای ماسه پیریتی و رسی بوده و در برخی چاه‌ها همراه با سیمان کلیستی است. دانه‌های ماسه از گرد شده تا نیمه زاویه‌دار بوده. این زون در همه چاه‌ها، قابل ردیابی است.

فرآیندهای دیاژنزی، دولومیتی‌شدن - نئومورفیسم، میکرایتی شدن، پیریتی شدن و انحلال، این زون را به‌شدت تحت تأثیر قرار داده‌اند. میانگین تخلخل حدود ۱۰-۲۰٪ در این زون توسعه یافته است. میزان دولومیتی شدن به‌سمت اعماق پایین‌تر گسترش بیشتر دارد. مرز پایینی زون ۶ با زون ۷ با افزایش یک‌باره پرتو گاما مشخص می‌شود.

زیرزون ۶-۱ با میانگین ضخامت $56/64$ m دارای کمینه ضخامت 36 m در چاه شماره ۶ و بیشینه ضخامت 74 m در چاه شماره ۹ است. زیرزون ۶-۲ با میانگین ضخامت $21/21$ m دارای کمینه ضخامت 11 m در چاه شماره ۴ و بیشینه ضخامت $42/5$ m در چاه شماره ۲ است.

زون ۷: بخش بالایی این زون با سنگ‌های آهک دولومیتی و دولومیت‌های رسی و ماسه‌دار مشخص می‌شود. دانه‌های ماسه کوارتزی جور شده و نیمه زاویه‌دار تا نیمه‌گرد شده است.

قسمت بالایی زون ۷ که عمدتاً دولومیتی و ماسه‌ای است با عنوان زیر زون ۷-۱ نام‌گذاری شده است. به‌تدریج در قسمت‌های پایینی زون ۷، سنگ‌های آهکی این زون دارای مادستون‌ها تا پکستون‌های بیوکلاستیک، گرینستون و دولومیت همراه با پیریت



شکل ۲ توصیف پتروگرافی مقاطع نازک تغییرات رخساره‌ای در زون‌های مختلف مخزن آسماری میدان نفتی رامشیر: الف- مادستون (چاه ۱۴، عمق ۲۸۳۰ m، زیرزون ۱-۱)؛ ب- گرین استون (چاه ۱۶، عمق ۲۸۴۱ m، زیرزون ۱-۱)؛ ج- مادستون دولومیتیزه شده (چاه ۴، عمق ۲۸۱۲ m، زیرزون ۱-۲)؛ د- ماسه‌سنگ با سیمان آهکی- انیدریتی (چاه ۴، عمق ۲۸۱۸ m، زیرزون ۱-۲)؛ ه- پکستون (چاه ۱۶، عمق ۲۸۴۴ m، زیرزون ۲-۱)؛ ز- ماسه‌سنگ با سیمان انیدریتی (چاه ۴، عمق ۲۸۴۰ m، زیرزون ۲-۲)؛ س- پکستون ماسه‌دار (چاه ۱۶، عمق ۲۹۰۰ m، زیرزون ۲-۳)؛ ت- مادستون دولومیتیزه شده (چاه ۱۶، عمق ۲۹۱۶ m، زیرزون ۱-۳)؛ ث- پکستون (چاه ۴، عمق ۲۸۷۲ m، زیرزون ۱-۳)؛ ذ- مادستون دولومیتیزه شده دارای سیمان انیدریتی (چاه ۴، عمق ۲۸۶۰ m، زیرزون ۱-۳)؛ ر- مادستون دولومیتیزه شده (چاه ۴، عمق ۲۸۶۲ m، زیرزون ۱-۳)؛ ز- ماسه‌سنگ با سیمان میکریتی (چاه ۴، عمق ۲۸۸۲ m، زیرزون ۳-۳)؛ س- مادستون دولومیتیزه شده دارای سیمان انیدریتی (چاه ۱۶، عمق ۲۹۷۲ m، زون ۴)؛ ش- پکستون (چاه ۱۶، عمق ۲۹۹۲ m، زیرزون ۱-۵)؛ ص- ماسه‌سنگ دانه ریز با سیمان میکریتی (چاه ۱۴، عمق ۲۹۹۸ m، زیرزون ۵-۲)؛ ض- مادشیل دارای پیریت و گرهک‌های انیدریتی (چاه ۱۶، عمق ۳۰۶۸ m، زون ۶)؛ ط- پکستون (چاه ۴، عمق ۳۰۰۰ m، زون ۶)؛ ظ- آهک دولومیتی دارای انیدریت (چاه ۴، عمق ۳۱۱۰ m، زون ۷)؛ ع- آهک دولومیتی (چاه ۴، عمق ۳۱۳۰ m، زون ۷)؛ غ- وکستون (چاه ۱۴، عمق ۳۱۸۶ m، زون ۸).

دانه‌های آلوکم فسیل، پلت و اوئید بوده و به‌طور عمده در بخش آسماری پایینی (زون‌های ۷ و ۸ و بخشی از زیرزون ۶-۲) گسترش یافته و نمایان‌گر حاشیه فلات قاره و ریف‌ها است. رخساره گرینستون دارای پلت و اوئید مربوط به محیط کم عمق و لاگون بوده و به‌طور عمده در زون ۳ دیده می‌شود. **رخساره انیدریتی** - به‌صورت لایه نسبتاً ضخیم در زیرزون ۱-۳

این رخساره گاه دارای دانه‌های ماسه، انیدریت و پیریت است. این رخساره نمایان‌گر محیط لاگون تا بین جزر و مدی بوده و در زون‌های ۱، ۲، ۳ و ۴ گسترده‌گی دارد.

رخساره وکستون/پکستون - این رخساره نمایان‌گر محیط کم عمق، جزر و مدی و نیز لاگونی بوده و در زون‌های ۲، ۳، ۴، ۶ و ۷ دیده می‌شود. **رخساره گرینستون** - این رخساره آهکی شامل

سازند تغییر می‌دهد. از این‌رو می‌توان گفت که مته نامناسب، وزن و دور نامطلوب و حتی گاه ناکافی بودن تجربه حفار، هزینه حفاری را بالا می‌برد. از سوی دیگر گاه انتخاب مته متناسب با بودجه اختصاص یافته و براساس در دسترس بودن آن در منطقه انجام می‌پذیرد. در صورت موجود بودن داده‌های مقاومت مکانیکی سنگ، تمامی این موارد حذف شده و انتخاب مته را می‌توان به‌شیوه‌ای منطقی انجام داده و وزن و دور مته را نیز متناسب با آن با اطمینان بیشتری تعیین نمود. مقاومت مکانیکی سنگ به دو طریق قابل تعیین است: نخست با اندازه‌گیری مستقیم خواص سنگ در آزمایشگاه بر روی مغزه‌های سنگ سازند و دوم با گرفتن نمودارهای الکتریکی مناسب از سازند از درون چاه. متأسفانه نمونه‌های مغزه و نمودارهای مربوطه فقط در سازندهای مخزنی گرفته می‌شوند و اطلاعات مربوط به سازندهای پوشاننده مخازن نفت و گاز در دسترس نیست. از آن گذشته با توجه به هزینه‌های بالا، غالب چاه‌ها بدون گرفتن مغزه یا نمودارهای ژئومکانیکی حفر می‌شوند، لذا اطلاعات مکانیکی سنگ‌های حفاری شده سازندهای مخزنی، در تمامی چاه‌ها موجود نیست. به هر حال استفاده از داده‌های نمودار صوتی دوقطبی می‌تواند به شکلی اقتصادی بر روند انتخاب مته تاثیرگذار باشد.

مجموعه داده‌های مورد استفاده برای این بررسی عبارت از مقادیر حاصل از نمودارهای سرعت امواج تراکمی و برشی و چگالی اخذ شده در چاه‌های نفتی حفر شده در میدان رامشیر است.

مته‌های به‌کار رفته (جدول ۱) در مخزن مورد مطالعه در چاه‌های مختلف شامل کاج‌غلتشی تا PDC بوده، و رمزهای IADC آنها از M 517-M 527 و 132 M تا M345-M355 متفاوت است. تمامی آنها دارای ویژگی‌های مربوط به سازندهای متوسط سخت

و لایه‌های نازک در زون ۱ و ۲ و ۴ نیز دیده می‌شود. **رخساره ماسه‌سنگی** - ماسه‌سنگ کوارتزی سه نوع بافت متفاوت را نشان می‌دهد:

الف) با جورشدگی ضعیف، زاویه‌دار و نیمه‌گرد با زمینه رسی و گل و گاه سیمان آهکی و دولومیتی می‌باشد. این ماسه‌سنگ‌ها به‌طور عمده در زون ۲ دیده می‌شود و احتمالاً منشأ رودخانه‌ای دارند. ب) ماسه‌سنگ‌های با دانه‌های کوارتز ریز، جورشده و نسبتاً زاویه‌دار با سیمان کلسیتی. پ) ماسه‌سنگ‌های با دانه‌های کوارتز متوسط تا درشت، جورشدگی خوب و گرد شده با سیمان کلسیتی.

ماسه‌سنگ‌های نوع (ب) و (پ) احتمالاً دارای منشأ تپه ماسه بادی، دلتایی و ساحلی کم‌عمق است. این ماسه‌ها در زون ۵ گسترش یافته‌اند.

رخساره شیل / مارن - معمولاً دارای ماسه کوارتزی با جور شدگی متوسط و معمولاً نیمه زاویه‌دار مربوط به محیط کم‌عمق، جزر و مدی و نیز لاگون است. در محیط لاگون این رخساره دارای پیریت بوده که در زون‌های ۳ و ۴ دیده می‌شود. رخساره شیلی نمایان‌گر محیط عمیق آسماری است.

رخساره شیل پیریتی - دارای دانه‌های گلوکونیت، پیریت و چرت بوده و گاه سیلتی و به‌ندرت ماسه‌ای است که در بخش زیرین آسماری پایینی به‌همراه آهک‌های رسی زون ۸ و نیز زون تدریجی آسماری- پاینده دیده می‌شود.

انتخاب مته

در غالب موارد مته‌ای که در چاه رانده می‌شود، بهینه نیست زیرا عملکرد مته با خواص مکانیکی سنگی که حفر می‌کند منطبق نیست. به این ترتیب انتخاب بر مبنای آزمون و خطا به‌منظور دستیابی به بهترین سرعت حفاری و توسط مهندس حفاری انجام می‌پذیرد، و حفار، خود وزن وارد بر مته WOB^۱ و دور مته RPM^۲ را متناسب با

۱. وزن وارد بر مته WOB= Weight on bit
۲. دوران مته در دقیقه RPM=Revolutions Per Minute

تشکیل شده (دارای پتانسیل ذخیره بالاتر) میزان بالاتری را نشان می‌دهد. به‌طور کلی، همه این پارامترها با یکدیگر همخوانی دارند.

شکل ۳ تغییرات تخلخل، تراوایی و نرخ نفوذ مته را در یکی از چاه‌های میدان رامشیر نشان می‌دهد. همان‌طور که در این شکل مشاهده می‌شود، بخش بالایی مخزن که شامل زون‌های ۱ الی ۳ است دارای پتانسیل مخزنی مطلوبی است و در این میان، بخش میانی این سه زون از قابلیت بالاتری برخوردار است. نرخ نفوذ مته نیز در بخش‌های تحتانی کاهش یافته که خود نشانه تراکم بالاتر سنگ‌های سازنده مخزن و همچنین کاهش وزن گل (کاهش فشار هیدروستاتیک) است (شکل ۴). لازم به ذکر است که افزایش وزن گل در بخش‌های فوقانی به‌منظور کنترل فشار منفذی و جلوگیری از فوران صورت پذیرفته ولی در بخش‌های پایین‌تر، این فشار کاهش چشم‌گیر داشته و فشار هیدرواستاتیک و لیتواستاتیک تقریباً معادل یکدیگر است.

با توجه به تغییرات فیزیکی سنگ لازم بنظر می‌رسد که در انتخاب مته دقت بیشتری اعمال گردد. پارامترهای ژئومکانیکی می‌توانند کمک مؤثری باشند. خلاصه مقادیر این پارامترها در جدول ۳ ارائه شده است. تغییرات پارامترهای ژئومکانیکی در طول مخزن در یکی از چاه‌ها در شکل ۵ نشان داده شده است (عمق حفاری محدود به ۶ زون است). تغییرات آنها ضمن تایید نتایج یکدیگر بر تغییرات لیتولوژیکی نیز منطبق هستند. هرچند ویژگی تخلخل و در نتیجه فشار منفذی نیز در میزان تغییرات پارامترهای ژئومکانیکی مهم است. بدیهی است با توجه به تغییر نوع سیال منفذی، امکان کاهش بیشتر سرعت موج ثانویه (V_s) بوده، لذا در مقایسه با افزایش نمودار دانسیته در عمق ۲۸۵۰ m در چاه مورد مطالعه، نسبت V_p/V_s افزایش نشان می‌دهد. این تغییرات در نمودار دانسیته یا $RHOB$ نیز می‌تواند نمود یابد.

بوده و مقدار WOB (برحسب پوند) و RPM (برحسب rpm) توصیه شده آنها به‌ترتیب از ۲۲۰۰-۴۵۰۰ و ۳۵-۱۰۵ است. با توجه به نتایج حاصل از بررسی پارامترهای ژئومکانیکی پیشنهاد می‌گردد که از مته‌هایی با رمز ۵۲۷ استفاده گردد.

پارامترهای ژئومکانیک سازند آسماری

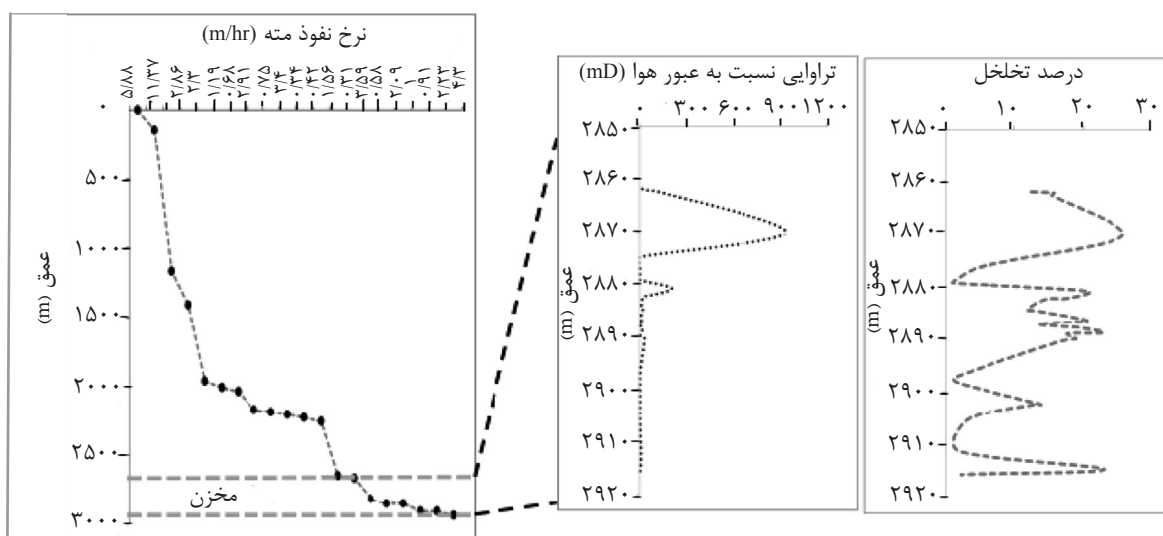
جدول ۲ مقادیر به‌دست آمده از محاسبه ثابت‌های کشایندی نقاط انتخابی مخزن آسماری یکی از چاه‌های نفتی رامشیر ارائه شده است. مقادیر کمینه، بیشینه و میانگین کل داده‌های قرائت شده (۱۲۳۸ قرائت) در جدول ۳ ارائه گردیده است. چنان‌که در جدول مشاهده می‌شود، مقادیر محاسبه شده مدول برشی، G ، از ۶/۵۷۳ تا ۲۹/۸۹۱ GPa (میانگین ۱۷/۴۲۶) تغییر می‌کند. این پارامتر معیاری از میزان مقاومت برشی سنگ بوده، می‌تواند مقادیر پائین آن، پتانسیل افزایش شکستگی‌های برشی را توجیه نماید. از نظر توزیع می‌توان اظهار داشت که مخزن از افق‌هایی با رفتار متفاوت تشکیل شده و این موضوع موجب افزایش ناهمگنی مخزن می‌گردد. در این مخزن زون ۲ دارای پتانسیل بیشتری است. مدول یانگ، E ، که معیار مقاومت سنگ در برابر تغییرشکل است از ۲۴/۱۲ تا ۱۰۷/۴۷ GPa (میانگین ۵۹/۱۳) تغییر می‌کند. تغییرات این پارامتر نیز مشابه پارامتر مدول برشی است. فاکتور نسبت پواسون معیاری از نسبت تغییر شکل طولی به عرضی است. مقادیر محاسبه شده این نسبت، ν ، برای مخزن از ۰/۱۱۴ تا ۰/۳۷۷ (میانگین ۰/۲۸۹) تغییر می‌کند. مدول توده‌ای، K ، که نسبت تغییر فشار هیدروستاتیک به تغییرشکل حجمی مطابق با آن است، مقادیری بین ۱۳/۰۷ تا ۶۹/۹۶ GPa (میانگین ۳۵/۸۹) را به‌خود اختصاص داده است. قابلیت تراکم‌پذیری محاسبه شده، β ، نیز مقادیری از ۰/۱۴ تا ۰/۰۷۶ (میانگین ۰/۰۳۱) را نشان می‌دهد. این پارامتر در بخش‌هایی که از سنگ‌های متخلخل

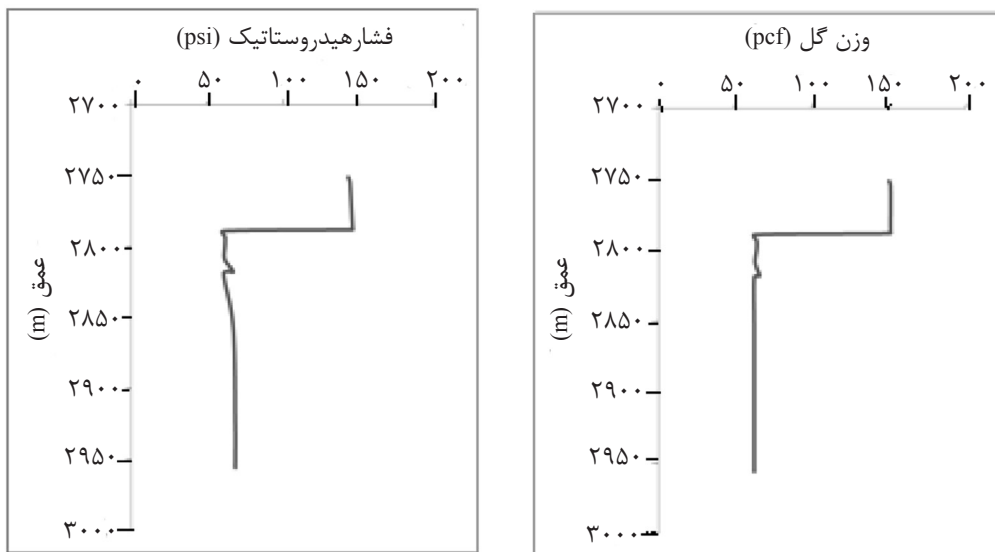
جدول ۲ خلاصه مقادیر ثابت کشایدی عمق‌های انتخابی مخزن آسماری در چاه Ram# A میدان رامشیر، جنوب غرب ایران

عمق (m)	DTC (μs/ft)	DTS (μs/ft)	RHOB (g/cc)	Vp (m/s)	Vs (m/s)	Vp/Vs	Shear Mod. (Gpa)	M_Mod. (Gpa)	Poisson Ratio	Lambda (Gpa)	K_Mod (Gpa)	E_Mod. (Gpa)	Compressibility_1/Gpa)
۲۷۵۷	۵۷/۹	۱۰۴/۹	۲/۸۵	۳۲۲۰	۲۹۰۳	۱/۸۳	۲۴/۰۶۵	۸۰/۷۹	-۰/۲۸۷	۳۲/۶۶	۴۸/۷۱	۶۱/۹۸	-۰/۰۲۰
۲۷۷۱	۶۱/۳	۱۱۳/۰	۲/۵۶	۴۹۷۵	۲۶۹۵	۱/۸۴	۱۸/۶۳۴	۶۳/۴۶	-۰/۲۹۲	۲۶/۳۱	۳۸/۶۲	۴۸/۱۳	-۰/۰۲۵
۲۷۸۱	۵۸/۹	۱۰۶/۱	۲/۵۶	۵۱۶۸	۲۸۷۲	۱/۸۰	۲۱/۱۷۲	۶۸/۵۴	-۰/۲۷۶	۲۶/۲۰	۴۰/۳۲	۵۴/۰۵	-۰/۰۲۴
۲۷۹۲	۶۱/۳	۱۱۰/۹	۲/۴۹	۴۹۷۴	۲۷۴۷	۱/۸۱	۱۸/۸۱۷	۶۱/۶۹	-۰/۲۸۰	۲۴/۰۶	۳۶/۶۰	۴۸/۱۹	-۰/۰۲۷
۲۸۰۱	۷۸/۳	۱۳۶/۷	۲/۴۲	۳۸۹۳	۲۲۲۸	۱/۷۴	۱۲/۰۵۶	۳۶/۸۰	-۰/۲۵۶	۱۲/۶۸	۲۰/۷۲	۳۰/۲۹	-۰/۰۴۸
۲۸۱۲	۶۱/۱	۱۰۵/۶	۲/۶۱	۴۹۸۳	۲۸۸۶	۱/۷۲	۲۱/۸۰۲	۶۵/۰۰	-۰/۲۴۷	۲۱/۳۹	۳۵/۹۳	۵۴/۴۰	-۰/۰۲۷
۲۸۲۲	۸۷/۵	۱۵۳/۳	۲/۱۸	۳۴۸۱	۱۹۸۷	۱/۷۵	۸/۶۲۹	۲۶/۴۹	-۰/۲۵۸	۹/۲۳	۱۴/۹۸	۲۱/۷۲	-۰/۰۶۶
۲۸۳۵	۵۳/۷	۹۷/۲	۲/۷۲	۵۶۶۸	۳۱۳۳	۱/۸۰	۲۶/۷۶۹	۸۷/۵۹	-۰/۲۷۹	۳۴/۰۵	۵۱/۹۰	۶۸/۵۲	-۰/۰۱۹
۲۸۵۰	۶۳/۵	۱۲۱/۰	۲/۵۳	۴۷۹۴	۲۵۱۷	۱/۹۰	۱۶/۰۵۷	۵۸/۲۰	-۰/۳۰۹	۲۶/۰۹	۳۶/۷۹	۴۲/۰۵	-۰/۰۲۷
۲۸۶۰	۶۰/۶	۱۰۷/۸	۲/۶۴	۵۰۳۰	۲۸۲۶	۱/۷۸	۲۱/۱۰۸	۶۶/۸۵	-۰/۲۶۹	۲۴/۶۳	۳۸/۷۱	۵۳/۵۸	-۰/۰۲۵
۲۸۷۰	۶۵/۲	۱۱۰/۸	۲/۶۳	۴۶۷۱	۲۷۵۰	۱/۶۹	۱۹/۸۵۵	۵۷/۳۹	-۰/۲۳۴	۱۷/۶۰	۳۰/۸۷	۴۹/۱۳	-۰/۰۳۲
۲۸۸۳	۵۸/۶	۱۰۱/۵	۲/۶۷	۵۱۹۵	۳۰۰۲	۱/۷۳	۲۴/۱۰۲	۷۲/۱۷	-۰/۲۴۹	۲۳/۹۷	۴۰/۰۳	۶۰/۲۲	-۰/۰۲۴
۲۸۹۲	۵۹/۸	۱۰۲/۲	۲/۶۳	۵۰۸۹	۲۹۸۲	۱/۷۰	۲۳/۴۳۸	۶۸/۲۶	-۰/۲۳۸	۲۱/۳۸	۳۷/۰۱	۵۸/۰۵	-۰/۰۲۷
۲۹۰۵	۶۵/۵	۱۲۱/۹	۲/۵۸	۴۶۴۹	۲۴۹۹	۱/۸۶	۱۶/۱۱۶	۵۵/۷۸	-۰/۲۹۶	۲۳/۵۵	۳۴/۲۹	۴۱/۸۰	-۰/۰۲۹
۲۹۲۶	۶۹/۴	۱۲۷/۶	۲/۴۶	۴۳۸۷	۲۳۸۸	۱/۸۳	۱۴/۰۵۶	۴۷/۴۲	-۰/۲۸۹	۱۹/۳۱	۲۸/۶۸	۳۶/۲۴	-۰/۰۳۴
۲۹۴۶	۷۶/۳	۱۳۵/۷	۲/۴۱	۳۹۹۲	۲۲۴۵	۱/۷۷	۱۲/۱۶۹	۳۸/۴۸	-۰/۲۶۸	۱۴/۱۴	۲۲/۲۵	۳۰/۸۷	-۰/۰۴۴

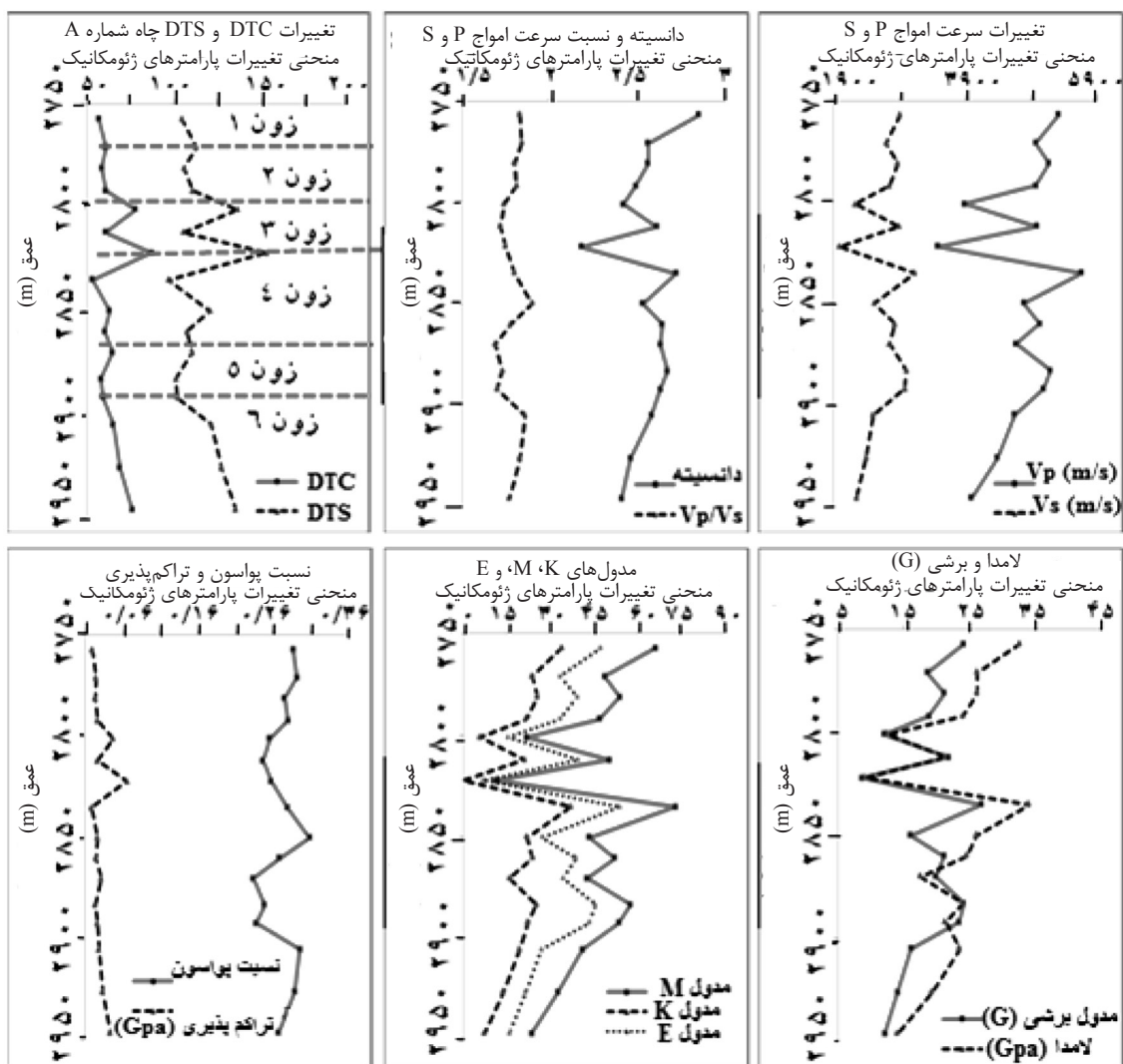
جدول ۳ مقادیر کمینه، بیشینه و میانگین ثابت‌های کشایدی برای مخزن آسماری در چاه Ram# A میدان رامشیر

پارامتر	RHOB	Vp(m/s)	Vs(m/s)	Vp/Vs	Shear Mod-ule_Gpa	M_Mod-ule_Gpa	Poisson Ratio	Lamb-da_Gpa	K_Mod-ule_Gpa	E_Module_Gpa	Compressibil-ity_1/Gpa
کمینه	۱/۸۷	۳۱۹۷	۱۶۲۵	۱/۵۱	۶/۵۷۳	۲۴/۱۲	-۰/۱۱۴	۵/۰۴	۱۳/۰۷	۱۷/۶۷	-۰/۰۱۴
بیشینه	۲/۹۲	۶۲۸۱	۳۲۹۸	۲/۲۵	۲۹/۸۹۱	۱۰۷/۴۶	-۰/۳۷۷	۵۱/۲۹	۶۹/۹۶	۷۶/۳۴	-۰/۰۷۶
میانگین	۲/۵۴	۴۷۵۲	۲۵۸۰	۱/۸۴	۱۷/۴۲۶	۵۹/۱۳	-۰/۲۸۹	۲۴/۲۸	۳۵/۸۹	۴۴/۹۱	-۰/۰۳۱





شکل ۴ منحنی تغییرات پارامترهای فشارهیدروستاتیک (psi) و وزن گل^۱ (pcf) در سازند آسماری در چاه A، میدان نفتی رامشیر



شکل ۵ منحنی تغییرات پارامترهای ژئومکانیک سازند آسماری در چاه A، میدان نفتی رامشیر

۱. نکته اینکه ۷/۴۸ واحد pcf معادل یک واحد ppg است

نتیجه گیری

سازند آسماری در میدان نفتی رامشیر به هشت زون تقسیم شده، و زون‌های ۱، ۲ و ۳ به دلیل شرایط مطلوب پتروفیزیکی تولیدی هستند. نتایج حاصل از بررسی تغییرات سنگ‌شناسی مخزن آسماری، ۸ رخساره را نشان می‌دهد. دولواستون، آهک رسی، وکستون / پکستون، گرینستون، انیدریت، ماسه‌سنگ، شیل / مارن و شیل پیریتی. تغییرات رخساره‌ای محیط رسوبی سازند آسماری را دریایی کم‌عمق، جزر و مدی و نیز لاگون نشان می‌دهد. فرآیندهای دیاژنزی دولومیتی‌شدن، تبلور مجدد، میکرایتی شدن، پیریتی شدن و انحلال غالب هستند.

پارامترهای ژئومکانیکی انعکاسی از ویژگی‌های فیزیکی سنگ بوده، تغییرات چشم‌گیر آن در مخزن نفتی بیان‌کننده تغییرات سنگ‌شناسی است. تغییرات V_p و V_s در مخزن آسماری نشان‌دهنده کاهش تراکم و یا حضور سیالات مخزنی است. در این میدان این تغییرات در بخش‌های بالایی - میانی مخزن منطبق بر زون‌های تولیدی ۱-۲-۳ است. پارامترهای E ، G ، M ، K و لامبدا نیز روندهای مشابه و کاهش را نشان می‌دهند. این موضوع در بهینه‌سازی سرعت حفاری و یا انتخاب مته بایستی لحاظ گردد. انتخاب بهینه مته حفاری و افزایش سرعت حفاری بدون تحمیل هرگونه مشکل مکانیکی مسئله‌ای پراهمیت است. با توجه به نتایج حاصل از بررسی پارامترهای ژئومکانیکی پیشنهاد می‌گردد که از مته‌های با رمز ۵۲۷ استفاده گردد.

علائم و نشانه‌ها

DTC : زمان سیر یا تاخیر موج فشارشی ($\mu s/ft$)

$RHOB$: دانسیته سنگ (g/cm^3)

V_p : سرعت موج اولیه (m/s)

V_s : سرعت موج ثانویه (m/s)

V_p/V_s : نسبت امواج اولیه به موج ثانویه

$Shear Mod$: مدول برشی یا شکنندگی ماده و برابر است با نسبت تنش برشی به واتنش برشی (GPa)

$M Mod$: مدول (Ppa)

$Poisson Ratio$: نسبت پواسون در واقع منفی تنش عرضی به تنش محوری است و در مواد پایدار بین ۱- تا ۰/۵ تغییر می‌کند.

$Lambda$: مدول لامه یا ثابت لامه سنجشی از مقاومت جسم و تابع مدول یانگ و ثابت پواسون بوده (GPa)

$K Mod$: مدول بالک یا توده‌ای (GPa)

$E Mod$: مدول یانگ یا مدول الاستیکی معادل

نسبت تنش طولی به واتنش طولی (GPa)

$Compressibility$: معکوس مدول بالک بوده، قابلیت تراکم‌پذیری یا تغییر حجمی در برابر فشار (GPa/1)

تشکر و قدردانی

مؤلفین بر خود لازم می‌دانند از همکاری بخش پژوهشی و زمین‌شناسی شرکت ملی مناطق نفت‌خیز جنوب در به اختیار گذاشتن داده‌ها (به‌ویژه داده‌های ژئومکانیک) و نیز زحمات کلیه همکاران و مسئولان پژوهشی دانشگاه شهید چمران اهواز و نیز سایر افرادی که ما را در بهبود کیفیت ارتقا این مقاله یاری نمودند به‌ویژه داوران محترم مقاله، کمال تشکر را نمایند.

مراجع

- [1]. Amani A. and Shahbazi K., "Prediction of rock strength using drilling data and sonic logs," Intern. Jour. Computer Applications, Vol. 81, No. 2, pp. 7-10, 2013.
- [2]. Shi X., Liu G., Gong X., Zhang J., Wang J. and Zhang H., "An efficient approach for real-time prediction of rate of penetration in offshore drilling," Mathematical Problems in Engineering, Vol. 2016, p. 13, 2016.
- [3]. Boghdady G. Y., "Mechanical and geological influences on drilling limestone rock at low rotary speed," Journal of Engineering Sciences, Assiut University, Vol. 38, No. 1, pp. 259 -270, 2010.
- [4]. Dahl F., Bruland A., Jakobsen P.D., Nilsen B. and Grov E., "Classification of properties influencing the drillability of rock, based on the NTNU/SINTEF test method," Tunn Undergr Space Technol., Vol. 28, pp.150–158, 2012.
- [5]. Javani D. and Hashempour A., "The Significance of using geological and geomechanical data in selection of optimal bits," 13th ISRM International Congress of Rock Mechanics, , Montreal, Canada, 2015.
- [6]. Falconer I. G., Burgess T. M. and Sheppard M. C., "Separating bit and lithology effects from drilling mechanics data," SPE 17191, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, Feb. 28 – March 2, 1988.
- [7]. Hemphill T. and Clark R.K., "Effects of PDC-bit selection and mud chemistry on drilling rates in shale," SPEDC, Vol. 176, No.10, September 1994.
- [8]. Fear M. J., "How to improve rate of penetration in field operations," SPE 35107, IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, LA, March 12 – 15, 4P., 1996.
- [9]. Norouzi Bezminabadi S., Ramezanzadeh A., Esmail Jalali S. M., Tokhmechi B. and Roustaei A., "Effect of rock properties on ROP modeling using statistical and intelligent methods: a case study of an oil well in southwest of Iran," Arch. Min. Sci., Vol. 62, No. 1, pp. 131-144, 2017.
- [10]. Simmons E. L., "A technique for accurate bit programming and drilling performance optimization," IADC/SPE 14784, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, Sep. 21-24, 1986.
- [11]. Bilgesu H. I., Al-Rashidi A. F., Aminian K. and Ameri S., "A new approach for drill bit selection," SPE-65618-MS, SPE Eastern Regional Meeting, Morgantown, p. 4, Oct.17-19, 2000.
- [12]. Clegg J., "Faster, longer, and more reliable bit runs with new-generation PDC cutter", SPE 102067, Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 24-27 September 2006.
- [13]. Marbun B. T. H., Febriana D. A., Fadholi B. Z. and Wilantara B., "Bit performance evaluation in geothermal well drilling", Proceedings of 39th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, February 24-26, SGP-TR-202, 2014.
- [14]. Perrin V. P., Mensa-Wilmot G. and Alexander W. L., "Drilling index – A new approach to bit performance evaluation", SPE 37595, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands, p 7., March 4-6, 1997.
- [15]. Uboldi V., Civolani L. and Zausa F., "Rock strength measurements on cuttings as input data for optimizing drill bit selection", Society of Petroleum Engineers, SPE 56441, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 3-6 October, Houston, Texas, p. 9, 1999.
- [16]. Ivie B., "Formation evaluation for drill bit analysis, selection", Drilling Contractor, March/April, pp. 28-29, www.iadc.org/dcpi/dc-marapr02/m2-terra.pdf,2002.

- [17]. Macini P., Magagni M., Valente P. and Da Dalt G., "Bit performance evaluation revisited by means of bit index and formation drillability catalogue", paper SPE/IADC 107536 presented at the SPE/IADC Middle East drilling Technology Conference & Exhibition held in Cairo, Egypt, Oct. 22-24, 2007.
- [18]. Parvizi Ghaleh S., Asef M. R. and Kharrat R., "Tri-cone bit selection based on geomechanical parameters using the sonic log", Sci. Int. (Lahore), Vol. 27, No. 5, pp. 3885-3890, 2015.
- [19]. Nabilou A., "Effect of parameters of selection and replacement drilling bits based on geo-mechanical factors: (case study: gas and oil reservoir in the Southwest of Iran)", American Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol. 9, No. 2, pp. 380-395, 2016.
- [20]. Xu H., Tochikawa T. and Hatakemaya T., "A practical method for modeling bit performance using mud logging data", SPE 37583, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, the Netherlands, March 4-6, p. 6, 1997.
- [21]. Arehart R. A., "Drill bit diagnosis using neural networks", SPE 19558, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Oct. 8-11, p. 12, 1989.
- [۲۲] سهرابی س.، قره چلو س.، کدخدایی ع.، رحیم‌پوربناب ح.، منتظری ع. و اسماعیلی س.، «تعیین خصوصیات مکانیکی و رسوب‌شناسی سنگ مخزن آسماری در یکی از میداین نفتی شمال غرب دزفول»، پژوهش نفت، شماره ۵، ۹۰-۱۳۹۵، ص. ۱۱۴-۱۲۸، ۱۳۹۵.
- [23] Davarpanah A. and Nassabeh M. M., "Optimization of drilling parameters by analysis of formation strength properties with using mechanical specific energy", Bulgarian Chemical Communications, Special Issue J, pp. 364 – 375, 2016.
- [۲۴] آبدیده م.، و سحرخیز ا.، «کاربرد روش انرژی مخصوص در انتخاب بهینه مته حفاری، مطالعه موردی یکی از میداین نفتی جنوب غرب ایران»، اولین کنفرانس ژئومکانیک نفت - ۱۳۹۴.
- [۲۵] نوروزی بزمین‌آبادی س.، «بررسی تاثیر پارامترهای مکانیکی سنگ مخزن بر روی نرخ نفوذ حفاری در یکی از میداین نفتی شرکت مهندسی توسعه نفت»، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی شاهرود، ۱۳۹۳.
- [۲۶] محمدی بهبود م.، «طبقه‌بندی ژئومکانیکی سازندهای نفتی براساس شاخص انرژی ویژه حفاری در حفاری‌های عمیق»، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی شاهرود، ۱۳۹۵.
- [۲۷] روکی ر.، بررسی تاثیر پارامترهای حفاری بر نرخ نفوذ مته در روش حفاری با هوا در یکی از میداین نفتی ایران، پایان نامه کارشناسی ارشد، دانشگاه صنعتی شاهرود، ۱۳۹۲.
- [۲۸] داروئی ح.، آبدیده م. و امامی پور ح.، «مقایسه انواع روش‌های ژئومکانیکی جهت بهینه‌سازی انتخاب مته حفاری (مطالعه موردی میدان آزادگان جنوبی)»، اولین کنفرانس ژئومکانیک نفت، تهران، انجمن ژئومکانیک نفت ایران، پژوهشگاه صنعت نفت، ۱۳۹۴.
- [۲۹] آنه منگلی م.، رمضان‌زاده، ا.، تخم‌چی ب.، ملقب ع. و محمدیان آ.، «تعیین قابلیت حفاری سنگ مخزن براساس نرخ نفوذ حفاری در یک چاه نفت در جنوب غرب ایران»، نشریه ژئومکانیک نفت، دوره ۱، شماره ۲، پاییز و زمستان ۱۳۹۶، صفحه ۲۲-۳۹، ۱۳۹۶.
- [30]. Najibi A. R., Ghafoori M., Lashkaripour G. R. and Asef M. R., "Reservoir geomechanical modeling: In-situ stress, pore pressure, and mud design", J. Petrol. Sci. Eng., Vol. 151, pp. 31-39, 2017.
- [۳۱] پولادی س.، «چینه‌نگاری سکانسی و دیاژنز مخزن آسماری در میدان نفتی رامشیر» رساله کارشناسی

- ارشد، دانشگاه فردوسی مشهد، ۱۳۹۰.
- [۳۲]. سرفلی نوترکی س.، «بایواستراتیگرافی و لیتواستراتیگرافی سازند آسماری در میدان نفتی رامشیر»، رساله کارشناسی ارشد، دانشگاه شهید بهشتی، ۱۳۹۳.
- [33]. Farmer I. W., "*Engineering behaviour of rocks*", 2nd ed., Chapman and Hall, London. 208P., 1983.
- [34]. Tiab D. and Donaldson E. C., "*Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*", 1st ed. Gulf Publishing Company, Huston. Prentice Hall, 1999.
- [35]. Sheriff R E., "*Geophysical methods*", 1st ed., Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ., p. 605, 1989.
- [36]. Hudson J. A., "*Wave speeds and attenuation of elastic waves in material containing cracks*", Geophys. J. Res. Astron. Soc., Vol. 64, pp. 133-150, 1981.
- [37]. Sayers C. M., "*The elastic anisotropy of shales*", J. Geophy. Res., Vol. 99, No. B1, pp. 767-774, 1994.
- [38]. Thomsen L., "*Weak elastic anisotropy*", Geophysics, Vol. 51, pp.1954-1966, 1986.
- [39]. Mueller M. C., "*Prediction of lateral variability in fracture intensity using multicomponent shear-wave seismic as a precursor to horizontal drilling*", Geophysical Journal International, Vol. 107, pp. 409-415, 1991.
- [40]. Zoback M. D., "*Reservoir geomechanics*", 1st ed. Cambridge University Press, New York, 461P., 2007.
- [41]. Atlas Copco, "*Focus rotary bit availability and selection guide*", p. 26, 2009.



Petroleum Research

Petroleum Research 2019 (June-July), Vol. 29, No. 105, 25-29

DOI: 10.22078/pr.2019.3377.2552

Reservoir Characteristics and Geomechanical Parameters Derived from Dipole Sonic Log In the Asmari Formation, Ramshir Oil field, SW Iran

Hoshang Khdersolh and Bahman Soleimani*

Geology Department, Faculty of Earth Sciences, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran

Soleimani_b@scu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3377.2552

Received: June/26/2018

Accepted: January/19/2019

INTRODUCTION

Reservoir characterization and its relation with RPM (rate of penetration) and bit selection plays an important subject in oil industry [1-2]. RPM depends on the physical, mechanical, and geological properties of rocks [3-4] or bit size [5]. Generally bit selection using experimental results of adjacent drilled wells is the cheapest way [6-7]. It is evident that there is a relation between optimized bit selection and its function [8-9], geomechanical parameters and bit selection [10-13], but usually mud weight variation is the best case to consider [2, 14]. By reviewing the literature, a few publications are available about the role and determination of geomechanical parameters in southwestern oil fields of Iran such as geomechanical parameters and bit selection and enhanced oil recovery [15], geomechanical

modelling, in situ stress, pore pressure and optimization of mud drilling [16].

Therefore, in the present work there is an attempt to consider reservoir properties of Ramshir oil field, SW Iran, and geomechanical parameters measurement using dipole sonic log data to select adequate drilling bit. The results will be useful in the speed and risk reduction of drilling process.

METHODOLOGY

To evaluate reservoir characteristics and reservoir zonation different well logs (gamma ray, sonic, neutron and density) were used. Moreover, lithological variation and lithofacies determination were carried out by 300 thin sections of the Asmari Formation core samples taken from

three drilled wells (4, 14, and 16) and Dunham classification. To understand geomechanical properties of the formation, related elastic parameters (shear, young, bulk, compressibility and lambda modulus and poisson ratio) were estimated using dipole sonic, and density logs, data applying related equations and well drilling reports.

DISCUSSION AND RESULTS

To understand the parameters affected geomechanical modulus changes, the reservoir characterization should be studied. The Asmari reservoir divided into 8 zones based on petrophysical and lithological changes. Zone 1 consisted of fine crystalline limestone and dolomite, mudstone to wackestone. Average porosity is 10-15%. Zone 2 is sandstone and shale along with mudstone. Zone 3 is fine crystalline limestone, mudstone to clayey wackestone with sparse sands. Oolitic, pyritic and pleoidal grainstone, thin layered anhydrite, dolomite, shale and red to grey marl as well as thin layered sandstone was detected. Zone 4 presents shale, dolomite and limestone as well as quartz sands rich wackestone-packestone. Zone 6 consists of dolomite and limestone, and sandstone with carbonate cement, shale and marl. Zone 6 indicates mudstone –wackestone with pyritic and clayey sands. Zone 7 is defined as dolomitic limestone and sands, clayey dolomite. Mudstone-bilclast packestone- grainstone and pyritic dolomites determined in the lower part. Zone 8 shows alternative of limestone, dolomite and pyritic rich shale which is increasing the volume of shale and pyrite with depth.

Determined lithofacies in the reservoir consisted of generally, eight lithofacies using

Dunham classification including dolomite, clayey limestone, wackestone-packestone, grainstone, anhydrite, marl/shale, pyritic shale and sandstone. Sandstones are indicating three textural variations as weak sorted, sub rounded and angular grains, fine grained, sorted and relatively angular with calcite cement, medium-coarse grained well sorted and rounded with calcite cement.

The Asmari reservoir is lithologically heterogeneous. Practical results have indicated that bit selection while drilling operation is not often optimized and correlated with rock mechanical properties and so to get high drilling speed the process will be done by test/error, adjust weight on drill bit or operator experts. Therefore, unsuitable bit or revolution per minute, inexpert driller leads to increase drilling costs. The Asmari Formation is drilling using rolling cone-PDC bits with 527-517, M132-M355-M345 IADC codes which are favored for hard-moderate rocks [17], WOB (4500-2200 lb) and RPM (35-105 cycle/min).

Geomechanical parameters estimated for the Asmari reservoir in Ramshir oil field (Fig. 1) indicated a range of variability. The values of 6.573-29.891 GPa (average is 17.426) by shear modulus (G) reflected shear resistance of the formation. The lower values related to increasing shear fracturing potential as well as heterogeneity behavior of different horizons which is highlighted in 2 zone. Young modulus (E) varies from 24.12 to 107.47 GPa (average is 59.13), Poisson factor (ν) which is longitudinal/transverse deformation ratio is indicating 0.114-0.377 (average is 0.289). Bulk modulus (K) and compressibility factor (β) vary from 13.07- 69.96 GPa (average is 35.89) and 0.014-0.076 (average

is 0.031), respectively. These parameters are presenting higher values in porous rocks (an indicator of higher reserve potential) especially 1, 2, and 3 zones. In addition, all parameters are correlated with each other and presenting same trends.

Porosity, permeability and ROP data indicated the upper part including 1, 2, and 3 zones of the reservoir is prone. However the middle part of this section having more reservoir potential.

Also, mud weight is also increasing more than the lower part due to increasing pore pressure that hydrostatic and lithostatic pressures are the same. This point is also interpreted using geomechanical parameters variation. Therefore, it should be taken a care to select a suitable drilling bit in different parts. It is offered to make drilling operation using 527-IADC code bit in respect to geomechanical parameters data.

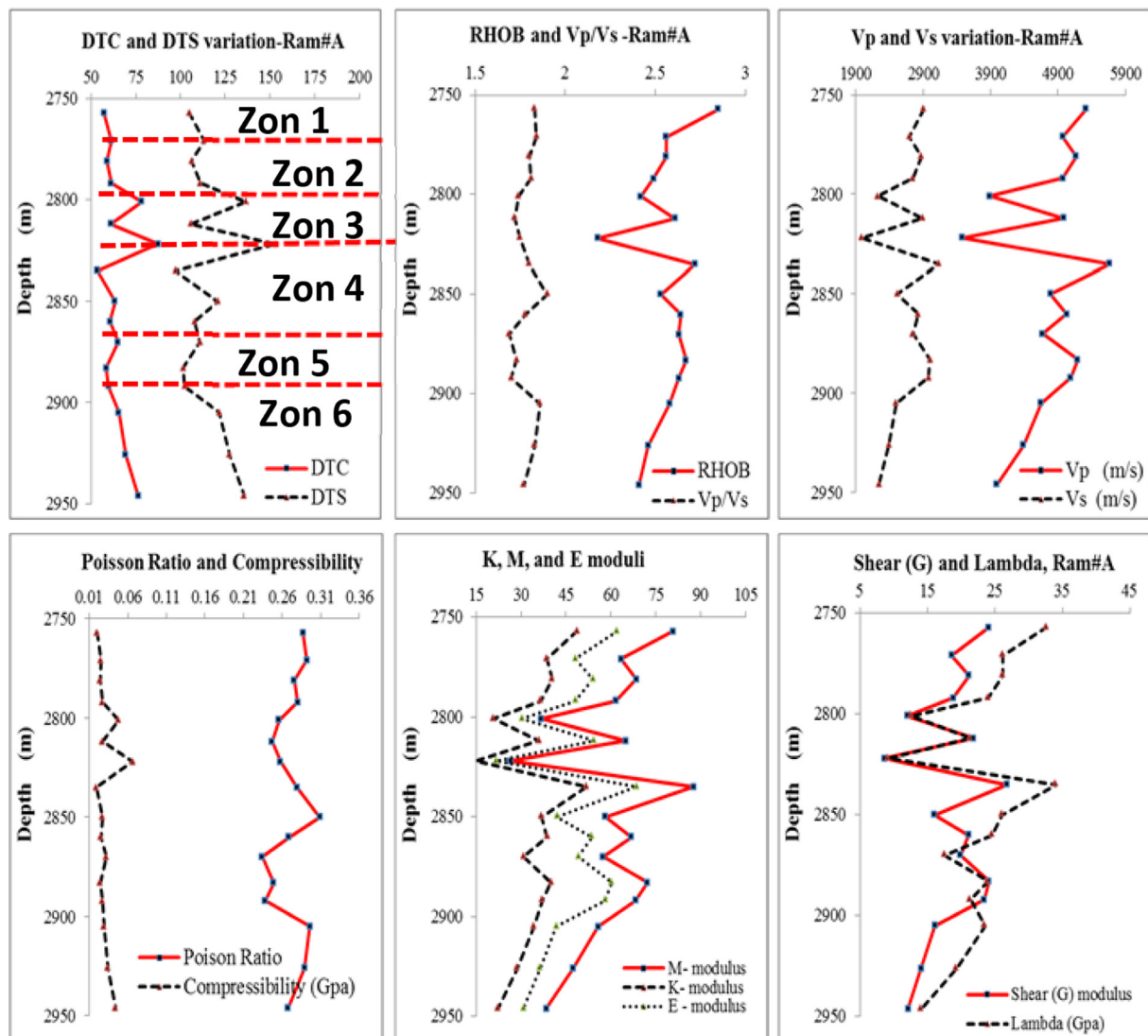


Figure 1: Geomechanical parameters variation in the Asmari reservoir, Well #A, Ramshir oil field.

CONCLUSIONS

Geomechanical parameters are the responses of rock physic properties, their variability can be the indicator of lithological changes. In the present work, compressive and shear waves speed (V_p and V_s) exhibit a decrease of density or the presence of reservoir fluids. Finally, in this field, this variation are coincide to production zones (i.e. 1, 2, and 3 zones) and similar to other geomechanical parameters (E , G , M , K , and λ). This result should be involved in bit selection or drilling speed. It is proposed to operate drilling bits having 527- IADC code.

REFERENCES

- [1]. Amani A. and Shahbazi K., "Prediction of rock strength using drilling data and sonic logs," Intern. Jour. Computer Applications, Vol. 81, No. 2, pp. 7-10, 2013.
- [2]. Shi X., Liu G., Gong X., Zhang J., Wang J. and Zhang H., "An efficient approach for real-time prediction of rate of penetration in offshore drilling," Mathematical Problems in Engineering, Vol. 2016, p. 13, 2016.
- [4]. Dahl F., Bruland A., Jakobsen P.D., Nilsen B. and Grov E., "Classification of properties influencing the drillability of rock, based on the NTNU/SINTEF test method," Tunn Undergr Space Technol., Vol. 28, pp.150–158, 2012.
- [5]. Javani D. and Hashempour A., "The Significance of using geological and geomechanical data in selection of optimal bits," 13th ISRM International Congress of Rock Mechanics, , Montreal, Canada. p. 9, 10-13, May 2015.
- [6]. Falconer I. G., Burgess T. M. and Sheppard M. C., "Separating bit and lithology effects from drilling mechanics data," SPE 17191, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, TX, Feb. 28 – March 2, 1988.
- [8]. Fear M. J., "How to improve rate of penetration in field operations," SPE 35107, IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, LA, March 12 – 15, 4P., 1996.
- [9]. Norouzi Bezminabadi S., Ramezanzadeh A., Esmail Jalali S. M., Tokhmechi B. and Roustaei A., "Effect of rock properties on ROP modeling using statistical and intelligent methods: a case study of an oil well in southwest of Iran," Arch. Min. Sci., Vol. 62, No. 1, pp. 131-144, 2017.
- [12]. Clegg J., "Faster, longer, and more reliable bit runs with new-generation PDC cutter", SPE 102067, Technical Conference and Exhibition, San Antonio, 24-27 September 2006.
- [13]. Marbun B. T. H., Febriana D. A., Fadholi B. Z. and Wilantara B., "Bit performance evaluation in geothermal well drilling", Proceedings of 39th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering Stanford University, Stanford, California, February 24-26, SGP-TR-202, 2014.
- [16]. Ivie B., "Formation evaluation for drill bit analysis, selection", Drilling Contractor, March/April, pp. 28-29, www.iadc.org/dcpi/dc-mara-pr02/m2-terra.pdf, 2002.
- [17]. Macini P., Magagni M., Valente P. and Da Dalt G., "Bit performance evaluation revisited by means of bit index and formation drillability catalogue", paper SPE/IADC 107536 presented at the SPE/IADC Middle East drilling Technology Conference & Exhibition held in Cairo, Egypt, Oct. 22–24, 2007.
- [18]. Parvizi Ghaleh S., Asef M. R. and Kharrat R., "Tri-cone bit selection based on geomechanical parameters using the sonic log", Sci. Int. (La

hore), Vol. 27, No. 5, pp. 3885-3890, 2015.

[19]. Nabilou A., *“Effect of parameters of selection and replacement drilling bits based on geo-mechanical factors: (case study: gas and oil reservoir in the Southwest of Iran)”*, American Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol. 9, No. 2, pp. 380-395, 2016.

[20]. Xu H., Tochikawa T. and Hatakemaya T., *“A practical method for modeling bit performance using mud logging data”*, SPE 37583, SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, the Netherlands, March 4-6, p. 6, 1997.

[23]. Davarpanah A. and Nassabeh M. M., *“Optimization of drilling parameters by analysis of formation strength properties with using mechanical specific energy”*, Bulgarian Chemical Communications, Special Issue J, pp. 364 – 375, 2016.

[30]. Najibi A. R., Ghafoori M., Lashkaripour G. R. and Asef M. R., *“Reservoir geomechanical modeling: In-situ stress, pore pressure, and mud design”*, J. Petrol. Sci. Eng., Vol. 151, pp. 31-39, 2017.

[41]. Atlas Copco, *“Focus rotary bit availability and selection guide”*, p. 26, 2009.