

ارزیابی اثر افزودنی‌های طبیعی زیست سازگار بر خواص حرارتی، رئولوژیکی و فیلتراسیون گل حفاری

محمدرضا طاهریان^۱، ناصر صادقیان^{۲*} و محمد ترکمان^۳

۱- پردیس صنعتی شهدای هویزه، دانشکده فنی مهندسی، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران

۲- دانشکده مهندسی، گروه مهندسی شیمی، دانشگاه شهید چمران اهواز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۳/۰۴/۲۲ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۹/۱۳

چکیده

کنترل فیلتراسیون گل حفاری یکی از مهم‌ترین پارامترها در کاهش مشکلات حفاری است. برای این منظور از افزودنی‌هایی استفاده می‌شود که اغلب آنها شیمیایی بوده و علاوه بر هزینه، آسیب محیط زیستی هم دارند. در این مقاله تأثیر افزودنی‌های طبیعی زیست‌سازگار شامل پلیمرهای آستراگالوس و نشاسته سیب‌زمینی در غلظت‌های ۱ تا ۶ گرم بر میلی لیتر روی خواص رئولوژیکی، حرارتی و هرزروی گل‌های حفاری پایه آبی مورد مطالعه قرار گرفته و با عملکرد پلیمر صنعتی پلی اکریل آمید هیدرولیز شده مقایسه شده است. آزمایش‌ها در دمای ۷۰ °C صورت گرفت که بتوان نتایج را به‌حالت واقعی تعمیم داد. جهت ارزیابی اثر دما بر تغییرات خواص حرارتی گل، آزمایش‌ها در دمای ۲۵ °C نیز انجام شده‌اند. با توجه به اینکه پلیمرها دارای ساختار زنجیره‌ای و نارسا می‌باشند، اثر کاهشی بر انتقال گرما و ظرفیت گرمایی ویژه سیال حفاری ایجاد می‌کنند در حالی که این پارامترها اثر مستقیم بر خنک‌کاری مته دارند. از این‌رو رسانش و ظرفیت گرمایی ویژه نمونه‌های تهیه شده با استفاده از دستگاه KD2 Pro اندازه‌گیری شد. نتایج تجربی نشان می‌دهد که پلیمر آستراگالوس به‌دلیل دارا بودن ساختار دو قسمتی، محلول در آب و متورم با آب، موجب افزایش گرانشی گل حفاری از ۳/۲ به ۹ sp می‌شود. همچنین میزان هرزروی گل حفاری با افزودن پلیمر آستراگالوس نسبت به سیال پایه ۶۵٪ کاهش نشان داده است. علاوه بر این، میزان رسانایی گرمایی گل‌های حفاری حاوی پلیمرهای آستراگالوس، نشاسته سیب‌زمینی و پلی اکریل آمید هیدرولیز شده به ترتیب ۷/۵، ۱۱ و ۱۸/۵٪ و ظرفیت گرمایی ویژه به ترتیب ۹/۵، ۱۴ و ۲۳٪ نسبت به گل حفاری پایه کاهش یافتند. بنابراین پلیمر آستراگالوس اثر کاهشی کمتری در مقایسه با پلیمرهای آزمایش شده دیگر بر خواص گرمایی گل حفاری دارد. با توجه به نتایج پژوهش حاضر، پلیمر آستراگالوس می‌تواند گزینه مناسبی برای استفاده در چاه‌های دما بالا باشد.

کلمات کلیدی: هرزروی، پلیمر آستراگالوس، گرانشی، رسانایی گرمایی، نشاسته سیب‌زمینی

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی

n.sadeghian@scu.ac.ir
m.torkaman@scu.ac.ir

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.5501.3448)

مقدمه

پدیده هرزروی گل حفاری را می‌توان چنین تعریف کرد که در عملیات حفاری فرا تعادلی^۱ به علت اختلاف فشار گل حفاری و سازند، بخشی از صافاب گل^۲ به درون سازند تراوا نفوذ می‌کند و بخش جامد سیال باعث تشکیل کیک گل^۳ روی دیواره چاه می‌شود. هرزروی گل حفاری زمانی رخ می‌دهد که تراوایی^۴ سازند به اندازه کافی زیاد بوده یا حفره‌ها به اندازه‌ای بزرگ باشند که به وسیله مواد جامد گل مسدود نشوند. هرزروی گل حفاری در طول عملیات موجب آسیب سازند و افزایش هزینه نهایی عملیات می‌شوند به طوری که حدود ۴۰٪ از هزینه‌های حفاری یک چاه نفتی باید صرف فیلتراسیون سیال و مشکلات جانبی آن شود [۱]. بنابراین برای مهار این پدیده نامطلوب، مواد افزودنی به گل حفاری افزوده می‌شود که اغلب آنها شیمیایی بوده و به محیط زیست آسیب می‌رسانند [۲ و ۳] اما باید توجه داشت که این افزودنی‌ها گاهی اوقات برخی خصوصیات گل حفاری را طوری تغییر می‌دهند که کارکردهای دیگر گل حفاری را تحت تأثیر قرار می‌دهد. از جمله این وظایف خنک کاری مته است که کیفیت این کار به میزان رسانایی گرمایی (K) و ظرفیت گرمایی ویژه (Cp) گل حفاری بستگی دارد. هر قدر میزان رسانایی گرمایی و ظرفیت گرمایی بیشتر باشد، عملکرد مته حفاری بهتر و مطلوب‌تر انجام می‌شود. در طول سه دهه اخیر، در زمینه ارزیابی عملکرد گل‌های حفاری پایه آبی در آسیب به سازند و رسانایی گرمایی، پژوهش‌های متعددی انجام شده است [۴-۷]. علاوه بر این، تحقیقات قابل توجهی در استفاده از مواد طبیعی، زیست تخریب پذیر و دوستدار محیط زیست در سیال‌های حفاری با هدف ایجاد یک یا چند عملکرد خاص انجام شده است. برخی از مواد طبیعی موجود به طور مستقیم و بدون تغییر در سیال حفاری استفاده می‌شوند [۸ و ۹]. در عین حال برخی مواد طبیعی با اصلاح شیمیایی برای تطابق بهتر با نیازهای سیال حفاری

پایه آبی استفاده می‌شوند [۱۱ و ۱۰]. در میان این مواد، پلیمرهای زیستی و مشتقات شیمیایی آن‌ها با اجزای اصلی پلی ساکاریدها مدنظر قرار دارند که به دلیل ویژگی‌های مناسب، نظیر دسترسی گسترده، هزینه نسبتاً پایین و تجزیه پذیری زیستی برای بهبود خواص سیال حفاری (خواص رئولوژیکی و کنترل فیلتراسیون) آنها است [۱۳ و ۱۲]. مواد معمول، صمغ زانتان، صمغ گوار، دیوتان و صمغ ولان به دلیل رفتار کاهش گرانیروی و تیکسوتروپیک به عنوان عوامل ویسکوزکننده استفاده می‌شوند [۱۵ و ۱۴]. مشتقات نشاسته مانند نشاسته کربوکسیل متیل (CMS) و نشاسته هیدروکسی پروپیل (HPS)، مشتقات سلولزی مانند کربوکسیل متیل سلولز (CMC)، هیدروکسی اتیل سلولز (HEC) و سلولز پلی آنیونی (PAC) و لیگنین‌ها محصولات کلاسیکی هستند که به طور گسترده برای اصلاح رئولوژیکی و کنترل فیلتراسیون استفاده شده‌اند [۱۶ و ۱۷]. تقدیمی و همکاران با استفاده از پلیمرهای زیست سازگار کربوکسی متیل سلولز (CMC)، همراه با مواد نانوساختار رسی و یک سورفکتانت رایج سدیم دودسیل سولفات (SDS) یک فرمول جدید گل حفاری به دست آوردند. رفتار رئولوژیکی این سیال حفاری، از جمله استحکام ژل و خواص تیکسوتروپیک گل، نسبت به دما مورد ارزیابی قرار گرفت. تجزیه و تحلیل داده‌های رئولوژیکی نشان داده که ویسکوزیته گل ساخته شده با نانوذرات تا ۱۰ برابر با افزایش نرخ برش کاهش می‌یابد، درحالی که سایر ترکیبات کاهش ۱۰۰ برابری را نشان می‌دهند. شایان ذکر است که با افزایش دما، سیال حفاری حاوی مواد نانوساختار ویسکوزیته بالاتری از خود نشان داده‌اند [۱۸]. طیف گسترده‌ای از مواد طبیعی دیگر و مشتقات آنها به عنوان افزودنی‌های بالقوه سیالات حفاری مورد بررسی قرار گرفته‌اند.

1. Over Balance

2. Mud Filtrate

3. Mud Cake

4. Permeability

از جمله این موارد می‌توان به پروتئین سویا [۱۹]، پوست اسفرزه [۲۰]، پوسته برنج [۲۱]، عصاره حنا [۲۲] و پودر پوست سیبزمینی [۲۳] اشاره کرد. الحمیدی و همکاران [۲۴ و ۲۵] یک افزودنی اصلاح شده از کاه را در مقایسه با نشاسته بررسی کردند. نتایج ایشان نشان داد که این افزودنی اصلاح شده اثر بهتری در کنترل فیلتراسیون، مقاومت بالاتری در برابر نمک و کلسیم و تأثیر کمتری بر خواص رئولوژیکی سیال حفاری دارد. الصبا و همکاران [۲۶] اثرات بلال ذرت، نیشکر، پوست انار، پودر پوست سویا و پودر پوسته نارگیل را بر عملکرد سیال حفاری ارزیابی کردند. نتایج به‌دست آمده از کار ایشان نشان می‌دهد که پودر پوست سویا و پودر پوسته نارگیل می‌توانند فیلتراسیون را بیش از ۶۰٪ کاهش داده و اثر قابل توجهی بر گرانیروی دارد. هری و همکاران [۲۷] عملکرد دو نوع نشاسته محلی کاساوا- با ترکیب‌های شیمیایی کلسیم اکسید، منیزیم هیدروکسید، کلسیم سولفات و سیلیکات آلومینیوم سدیم- و نشاسته- دارای ترکیب شیمیایی منیزیم اکسید، منیزیم هیدروکسید و سیلیکات آلومینیوم منیزیم- را بر رئولوژی سیالات و توانایی کنترل فیلتراسیون مورد ارزیابی قرار دادند. تحلیل نتایج نشان از توانایی نشاسته کاساوا نسبت به نشاسته در افزایش گرانیروی و کاهش فیلتراسیون گل حفاری پایه آبی دارد. بهبود خواص رئولوژیکی، فیلتراسیون و رسانایی گرمایی گل حفاری پایه آبی با استفاده از نانوکامپوزیت اکسید مس/پلی اکریل آمید برای آب یون‌زدوده و آب شور توسط صبوری و کلانتری اصل [۲۸] مورد بررسی قرار گرفته است. یافته‌های این مطالعه حاکی از آن است که با افزودن نانوکامپوزیت مذکور، مقدار هرزروی نانوسیال ۵۹٪ و ۵۷٪ به‌ترتیب برای آب یون‌زدوده و آب شور کاهش می‌یابد و همچنین ضخامت یک فیلتر نیز به‌ترتیب ۵۳ و ۵۵٪ کمتر می‌شود. به‌علاوه رسانایی گرمایی گل حفاری با افزودن نانوکامپوزیت برای آب دیونیزه و آب شور به‌ترتیب ۵۵ و ۷۰٪ افزایش یافت.

ژانگ و همکاران [۲۹] امکان استفاده از پلیمر بتا سیکلودکسترین^۱ را برای ارتقای خواص جریانی و فیلتراسیون سیال حفاری مورد ارزیابی قرار دادند. آنها دریافتند که این ماده توانایی بهبود خواص رئولوژی گل حفاری را در دماهای بسیار بالا نیز دارد به‌طوری‌که حتی در دمای بالاتر از ۲۰۰ °C نیز موثر خواهد بود. علاوه‌بر این مشاهده شد که در دمای بالای ۲۰۰ °C بتا سیکلودکسترین خاصیت اثر بخشی خود را از دست می‌دهد ولی به‌دلیل تشکیل فیلتر کیک سخت همچنان از فیلتراسیون بیشتر سیال جلوگیری می‌کند. همچنین در پژوهشی دیگر [۳۰] اثر دانه روغنی ریحان را بر خواص حرکتی و فیلتراسیون سیال حفاری مورد مطالعه قرار دادند و گزارش کرده‌اند که افزودن نمک سدیم کلرید تا ۵٪ وزنی و نمک کلسیم کلرید تا ۰/۳٪ وزنی تأثیری بر عملکرد دانه‌های روغنی ریحان نمی‌گذارد و در دماهای پایین‌تر از ۱۵۰ °C توانایی کنترل فیلتراسیون و بهبود خواص سیال حفاری را دارد. گودرزی‌فر و صبوری [۳۱] اثر افزودنی‌های نانوصفحات اکسید گرافن، پلی اکریل آمید و نانوکامپوزیت بر خواص رئولوژیکی، فیلتراسیون و رسانایی حرارتی سیال حفاری را مطالعه کردند. یافته‌های آنها حکایت از آن دارد که با افزودن ۰/۵ تا ۱/۵٪ وزنی نانواکسید گرافن، پلی اکریل آمید و نانوکامپوزیت میزان هرزروی و ضخامت کیک فیلتر سیال حفاری در مقایسه با سیال پایه به‌ترتیب ۳۵ و ۳۸ و ۴۰٪ کاهش یافته است، درحالی‌که گرانیروی ظاهری و نقطه تسلیم افزایش یافته است. همچنین از نظر رسانایی حرارتی سیال حفاری اصلاح شده با نانواکسید گرافن بهترین عملکرد را داشته که در بالاترین غلظت به‌میزان ۵۷/۹٪ در مقایسه با سیال پایه افزایش یافت. در تحقیقی مشابه، محمدو و همکاران [۳۲] از روان‌کننده‌های مبتنی بر گرافن در سیالات حفاری پایه آبی برای بهبود خواص رئولوژیکی در شرایط دما بالا استفاده کردند.

1. β -cyclodextrin

شده که از محیط‌زیست محافظت کنند و علاوه بر آن هزینه دفع و امحای سیالات حفاری بعد از عملیات را کاهش می‌دهند. از این رو در این تحقیق اثر عملکرد پلیمر طبیعی زیست سازگار آستراگالوس^۳ (از خانواده سرخس) و نشاسته سیب‌زمینی^۴ جهت بهبود خواص حرارتی، رئولوژیکی و فیلتراسیون سیالات حفاری مورد ارزیابی قرار گرفت. همچنین در این پژوهش سعی شد- برخلاف بیشتر کارهای گذشته که در دماهای پایین انجام شده‌اند- در دمای بالا یعنی 70°C که نزدیک به دمای مخازن جنوب غرب ایران است آزمایش‌های تجربی انجام شود تا نتایج تحقیق برای تعمیم‌پذیری مناسب صنعتی قابلیت داشته باشد. با توجه به این که در کنار هرزروی گل حفاری، خنک‌کاری مته نیز یکی از دغدغه‌ها بوده بنابراین در این کار سعی شد که در کنار اثر مفید پلیمرها بر کنترل هرزروی گل حفاری اثر مخرب آنها بر خنک‌کاری مته هم مورد بررسی قرار گرفته و پلیمری انتخاب شود که بتواند هم در دمای بالا هرزروی سیال را کنترل کند و هم خنک‌کاری مته را به‌خوبی انجام دهد. برای مقایسه عملکرد افزودنی‌های پیشنهادی این تحقیق از پلی اکریل آمید هیدرولیز شده^۵ بهره گرفته شده است و بررسی و مطالعه خواص متناظر آن هم مورد توجه قرار گرفته است.

روش کار

مواد

مواد مورد نیاز آزمایش‌های تحقیق حاضر، پلیمرهای آستراگالوس، پلی اکریل آمید هیدرولیز شده (با درجه خلوص بالای ۹۹٪) و نشاسته سیب‌زمینی با غلظت‌های ۱ تا ۶ g/mL است که به‌ترتیب از شرکت‌های اهورا دارو، راینه داران و الوند همدان تهیه شده است.

نتایج نشان داد که در غلظت ۰/۰۵ گرافن با افزایش دما به 300°F میزان گرانبوی سیال حفاری به ۶۸٪ کاهش پیدا می‌کند و میزان هرزروی در غلظت ۳٪ گرافن در دما و فشار بالا، ۳۰٪ کمتر شده است. کاظمی و همکاران [۳۳] اثر افزودنی نانولوله‌های کربنی بر سیالات حفاری پلیمری را ارزیابی کردند. آنها گزارش کردند که خواص جریان‌ی این نوع سیال حفاری برروی مدل هرشل- بالکلی^۱ منطبق است. در مورد اثر نانولوله‌ها بر خواص صافاب سیال مشاهده شد که این ذرات با کاهش تراوایی یک سیال تشکیل شده روی دیواره چاه می‌توانند موجب کاهش فیلتراسیون سیال حفاری شوند. جیانگ و همکاران [۳۴] با استفاده از پلی اکریل آمید و دی متیل آمونیوم کلرید نوعی پلیمر آفوتریک را برای استفاده در سیال حفاری سنتز کردند. مزیت این پلیمر علاوه بر بهبود خواص رئولوژیکی سیال و کاهش فیلتراسیون، پایداری لایه‌های پلمه سنگی (شیلی) می‌باشد که می‌تواند از تورم و پخش شدن ذرات پلمه سنگ جلوگیری کند. لی و همکاران [۳۵] نوعی کامپوزیت نشاسته (پلی فنل‌ها و لیگنوسولفونات) را برای بهبود عملکرد سیال حفاری سنتز کردند. نتایج به‌دست آمده نشان می‌دهد که کامپوزیت نشاسته در غلظت ۲٪ وزنی، مقدار حجم فیلتراسیون را ۷۰٪ کاهش می‌دهد. همچنین مشاهده کردند که در دمای 150°C با افزودن نمک در غلظت‌های پایین‌تر از ۰/۷۵٪ وزنی کلسیم کلرید و ۷/۵٪ وزنی سدیم کلرید بهترین عملکرد در هرزروی گل حفاری و تشکیل یک فیلتریک نازک و ناتراوا را دارد. به‌علاوه این ماده با منشاء طبیعی و سازگار با محیط زیست موجب کاهش هزینه امحای سیال حفاری می‌شود. همان‌طور که از مرور مقالات پیشین در دهه‌های اخیر مشاهده می‌شود پلیمرهای صنعتی مانند زانتان گام^۲ (XC-Polymer) زیست‌تخریب‌پذیر نبوده و می‌توانند به محیط‌زیست آسیب برسانند. بنابراین توجه پژوهش‌ها و تحقیقات جدید بر روی پلیمرهای زیست‌تخریب‌پذیری متمرکز

1. Herschel-Bulkley

2. Xanthan Gum

3. Astragalus

4. Starch

5. Hydrolyzed Polyacrylamide

سرعت دورانی مختلف ثابت (۳، ۶، ۱۰۰، ۲۰۰، ۳۰۰ و ۶۰۰ rpm) اندازه‌گیری و ثبت گردید. گرانیروی پلاستیکی عمدتاً تحت تأثیر غلظت افزودنی‌های اضافه شده به گل می‌باشد. پارامترهای گرانیروی پلاستیکی از رابطه ۱ و تنش تسلیم از رابطه ۲ محاسبه می‌گردد [۳۸]:

$$PV = \theta_{600} - \theta_{300} \quad (1)$$

که در این رابطه، PV گرانیروی پلاستیکی برحسب سانتی‌پویز، θ_{600} و θ_{300} به‌ترتیب عددهای خوانده شده در سرعت‌های دورانی ۶۰۰ rpm و ۳۰۰ rpm است. تنش تسلیم، مقاومت داخلی سیال در برابر شروع جریان است که توسط نیروهای بین مولکولی و برهم‌کنش‌های درون سیال ایجاد می‌شود. مقدار تنش تسلیم باید به اندازه کافی بالا باشد تا کندها را از چاه خارج کند، اما مقدار زیاد آن باعث ایجاد فشار اضافی می‌شود که باید مهار شود. برای اندازه‌گیری تنش تسلیم از رابطه ۲ استفاده می‌شود [۳۸]:

$$YP = \theta_{300} \times 2 - \theta_{600} \quad (2)$$

که در این رابطه، YP تنش تسلیم برحسب lb بر ft² ۱۰۰ است.

اندازه‌گیری هرزروی گل حفاری در فیلتراسیون

برای اندازه‌گیری هرزروی گل حفاری از دستگاه فیلتر پرس مدل OFITE استفاده شده است. میزان هرزروی سیالات حفاری در دمای ۷۰ °C و فشار psig ۱۰۰ مورد مطالعه قرار گرفت. ابتدا سیال مورد نظر درون محفظه دستگاه ریخته شد که در انتهای آن کاغذ صافی قرار دارد. بر سطح بالایی سیال فشار مدنظر اعمال گردید. میزان هرزروی سیال حفاری پس از ۳۰ min اندازه‌گیری شد. همچنین، میزان تراوایی فیلتر کیک گل‌های حفاری محاسبه گردید.

1. Bentonite (B)
2. Sodium Chloride (NaCl)
3. Potassium Chloride (KCl)
4. Water-Based Drilling Fluid (WBDF)
5. Plastic Viscosity
6. Apparent Viscosity
7. Yield Point
8. Shear Rate
9. Shear Stress

همچنین، بنتونیت^۱، نمک سدیم کلرید^۲ و پتاسیم کلرید^۳ از شرکت ملی حفاری تهیه گردید.

آماده‌سازی سیال حفاری

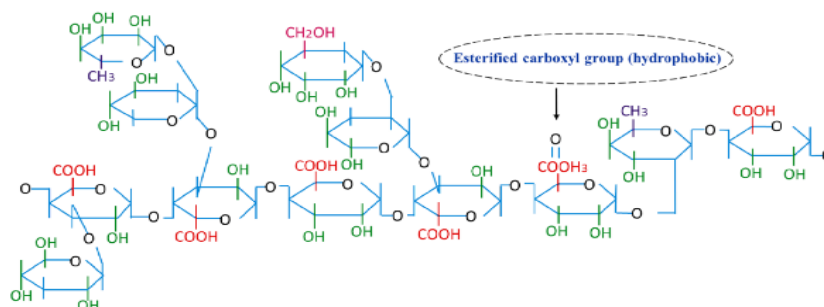
برای تهیه سیال حفاری پایه آبی^۴ ۲۵ g بنتونیت، ۱۰ نمک سدیم کلرید و ۱۰ g پتاسیم کلرید در ۳۵۰ mL آب مقطر (بشکه معادل آزمایشگاهی) مخلوط شد و سپس با استفاده از یک دستگاه همزن دور بالا با سرعت ۶۰۰۰ rpm به مدت ۲۰ min همزنی شد. سپس پلیمرهای مدنظر به سیال حفاری پایه اضافه شدند و هر نمونه سیال به مدت ۱۰ min با همزن دور بالا در سرعت ۶۰۰۰ rpm مخلوط همگن شد. از طرفی با توجه به این‌که سیالات حفاری ساخته شده گاززده نبوده و تراکم‌پذیری آن‌ها چندان بالا نیست، لذا از تغییرات فشار صرف‌نظر می‌شود. شرایط آزمایش در فشار محیط آزمایشگاه بوده است. ترکیب انواع سیالات در **جدول ۱** آورده شده است. سیال شماره ۱ سیال پایه بوده و دیگر سیالات هر کدام دارای افزودنی‌هایی از سایر پلیمرها می‌باشند که سیال‌های ۲ تا ۷ دارای پلی اکریل آمید هیدرولیز شده، سیال‌های ۸ تا ۱۳ دارای پلیمر آستراگالوس و سیال‌های ۱۴ تا ۱۹ دربرگیرنده نشاسته سیب‌زمینی هستند. فرمول ساختاری شماتیک پلیمر آستراگالوس در **شکل ۱** نشان داده شده است.

اندازه‌گیری خواص رئولوژیکی

برای اندازه‌گیری خواص رئولوژیکی سیالات حفاری شامل گرانیروی پلاستیکی^۵ (PV)، گرانیروی ظاهری^۶ (AV) و تنش تسلیم^۷ (YP) در دمای ۷۰ °C طبق استاندارد API 13B-1 [۳۷] از دستگاه ویسکومتر دوار مدل Fann-35 استفاده شد. این دستگاه دارای دو استوانه هم محور می‌باشد که استوانه بیرونی ثابت بوده، استوانه درونی با سرعت‌های زاویه‌ای ثابت می‌چرخد. قبل از شروع اندازه‌گیری، نمونه‌های سیالات حفاری به مدت ۱۰ min مخلوط و همگن‌سازی شدند. مقدار نرخ برشی^۸ ($\dot{\gamma}$) و تنش برشی^۹ (τ) متناظر توسط دستگاه ویسکومتر در شش

جدول ۱ ترکیب سیال‌های مورد استفاده در آزمایش‌های تجربی

شماره سیال	حجم آب (mL)	نمک سدیم کلرید و پتاسیم کلرید (g)	بنتونایت (g)	پلی اکریل آمید (g)	آستراگالوس (g)	نشاسته سیب‌زمینی (g)
۱	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۰	۰
۲	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۱	۰	۰
۳	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۲	۰	۰
۴	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۳	۰	۰
۵	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۴	۰	۰
۶	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۵	۰	۰
۷	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۶	۰	۰
۸	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۱	۰
۹	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۲	۰
۱۰	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۳	۰
۱۱	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۴	۰
۱۲	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۵	۰
۱۳	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۶	۰
۱۴	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۰	۱
۱۵	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۰	۲
۱۶	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۰	۳
۱۷	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۰	۴
۱۸	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۰	۵
۱۹	۳۵۰	۱۰+۱۰	۲۵	۰	۰	۶



شکل ۱ ساختار شماتیک پلیمر آستراگالوس [۳۶]

ΔP اختلاف فشار برحسب ۱۰۰ psi، A سطح مقطع عبوری سیال (معادل $22/5 \text{ cm}^2$)، t مدت زمان انجام آزمایش (در اینجا برابر ۳۰ min)، μ گرانیروی سیال

برای محاسبه تراوایی از رابطه ارائه شده توسط دارسی^۱ با رابطه ۳ استفاده شده است [۳۹]:

$$V_f = \sqrt{2K \Delta P \left(\frac{f_{sc}}{f_{sm}} - 1 \right)} A \sqrt{\frac{t}{\mu}} \quad (3)$$

که در این رابطه، V_f حجم فیلتر شده برحسب میلی‌لیتر، K تراوایی کیک سیال برحسب دارسی،

نتایج و بحث

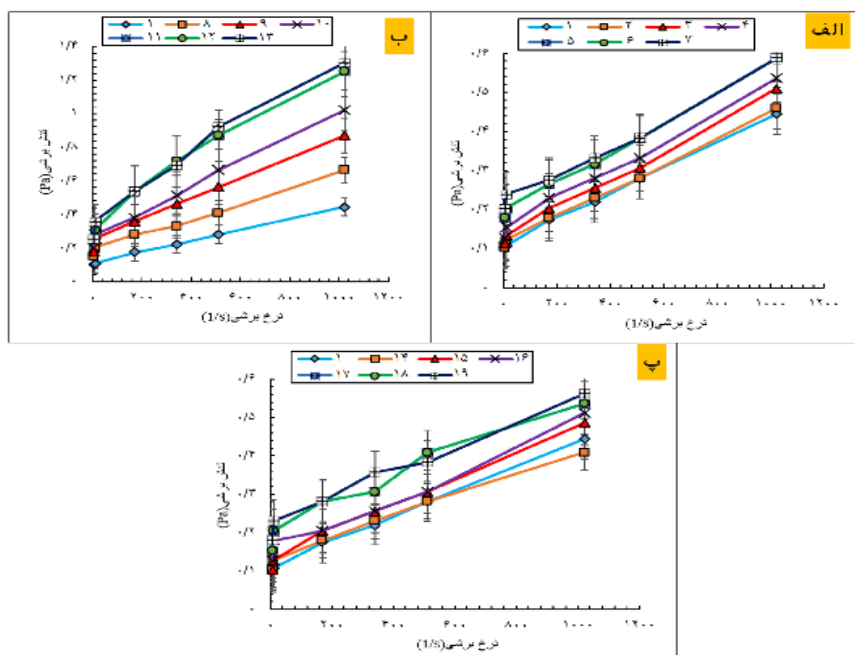
خواص رئولوژیکی

جهت توصیف رفتار رئولوژیکی سیالات غیر نیوتنی مدل‌های متفاوتی از جمله مدل نیوتنی، مدل توانی^۱، مدل هرشل-بالکلی و مدل بینگهام پلاستیک^۲ ارائه شده است [۴۱]. برای انتخاب مدل مناسب، مقدار تنش برشی در دامنه‌ای از نرخ‌های برش برای سیال حفاری پایه با استفاده از دستگاه ویسکومتر مدل Fann-35 اندازه‌گیری شد. نتایج حاصل از تنش برشی بر حسب نرخ برش رسم گردید (شکل ۲). با استفاده از تحلیل آماری (مدل‌سازی وایزشی) و به‌دست آوردن حداکثر میزان همبستگی بین داده‌های آزمایش با مدل پیشنهادی، مناسب‌ترین مدل برای تحلیل رفتار سیالات آزمایشی تعیین شده و در نهایت مقادیر گرانروی پلاستیکی مطابق شکل ۳ و تنش تسلیم براساس شکل ۴ گل‌های حفاری آزمایش شده ارائه شده است. گرانروی پلاستیکی بر اثر اصطکاک مکانیکی حاصل از برخورد افزودنی‌های درون گل با یکدیگر یا با برخورد آنها با سیال پایه -که آنها را احاطه کرده است- به‌وجود می‌آید.

در f_{sc} ، (cp) کسر حجمی ذرات جامد موجود در کیک گل و f_{sm} کسر حجمی ذرات جامد موجود در گل حفاری است.

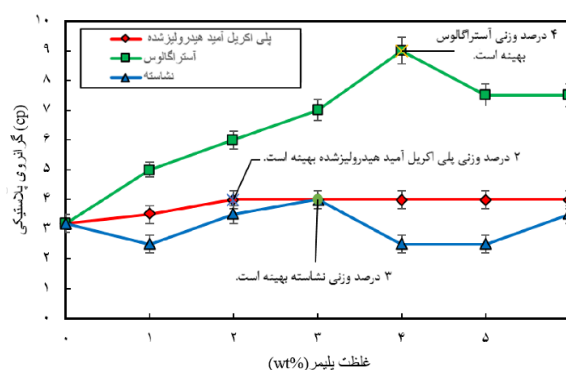
اندازه‌گیری خواص گرمایی سیال حفاری

در این پژوهش، برای اندازه‌گیری خواص گرمایی اثر پلیمرهای افزودنی (آستراگالوس، پلی اکریل آمید هیدرولیز شده و نشاسته سیب‌زمینی) بر سیال حفاری از دستگاه آنالیز حرارتی KD2 Pro استفاده شده است. این دستگاه قابلیت اندازه‌گیری خواص حرارتی رسانایی گرمایی و ظرفیت گرمایی ویژه با دقت و خطای $\pm 5\%$ در محدوده دمایی 10°C الی 90°C را دارد. لازم به‌ذکر است این دستگاه رسانایی گرمایی را در محدوده $0.2-2 \text{ W/m.K}$ و ظرفیت گرمایی ویژه را در محدوده $0.4-5 \text{ J/g.K}$ اندازه‌گیری می‌کند [۴۰]. برای اندازه‌گیری دقیق خواص گرمایی سیال حفاری، ابتدا حس‌گر با استفاده از آب مقطر کالیبره می‌شود. اندازه‌گیری خواص گرمایی هر نمونه گل حفاری، سه بار تکرار شده و میانگین مقادیر به‌عنوان مقدار نهایی گزارش می‌شود.

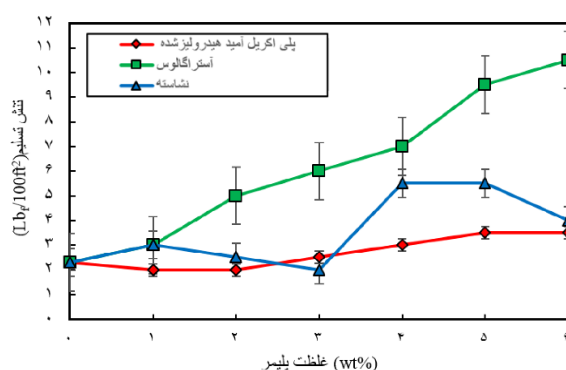


شکل ۲ خواص ویسکوالاستیک سیالات حفاری (الف) پلی اکریل آمید هیدرولیز شده (ب) آستراگالوس (پ) نشاسته سیب‌زمینی

1. Power Law
2. Bingham Plastic



شکل ۳ گرانروی پلاستیکی سیالات حفاری حاوی پلیمرها در غلظت‌های مختلف



شکل ۴ تنش تسلیم سیالات حفاری حاوی پلیمرها در غلظت‌های مختلف

با غلظت‌های ۱ تا ۶٪ وزنی (گرم بر میلی‌لیتر) به‌همراه نمودار متناظر سیال حفاری پایه در شکل ۲ ارائه شده است که به‌صورت تجربی از آزمایش با دستگاه ویسکومتر به‌دست آمده و رسم شده است. در این دسته نمودارها شماره‌های عددی مربوط به شماره نمونه‌ها متناظر با شماره‌گذاری نمونه‌های تهیه‌شده آزمایشگاهی گفته شده در جدول ۱ می‌باشند. در هر سه نمودار شکل ۲، نمونه شماره ۱ نشان‌دهنده سیال پایه آبی (با روش آماده‌سازی پیش‌گفته) می‌باشد تا مقایسه سیالات حاوی پلیمر با آن به سهولت پیش چشم آید. از بررسی مشاهده‌ای نمودارهای شکل ۲ ملاحظه می‌شود که با افزایش غلظت پلیمرها، افزایش تنش برشی با تغییرات نرخ برشی افزوده شده و شیب تغییرات در مقادیر بزرگتر نرخ برشی بیشتر می‌باشد و در مورد پلیمر استراگالوس (نمودارهای شکل ۲-ب) نسبت به سایر پلیمرها چشم‌گیرتر است.

مقادیر مرتبط با رئولوژی سیال پایه در جدول ۲ ارائه شده است که از آزمایش با دستگاه ویسکومتر به‌دست آمده است. روابط محاسباتی تجربی مربوط به تطابق با مدل‌های رئولوژیکی پیشنهادی در جدول ۳ ارائه شده است. با توجه به مقادیر از محاسبات تجربی، ملاحظه می‌شود که مدل‌های توده‌ای و بینگهام پلاستیک برای توصیف رفتار رئولوژی حاصل از سیال پایه مناسب‌تری به‌دست داده است. از مقایسه روابط این بررسی می‌توان نتیجه‌گیری کرد که مدل هرشل-بالکلی و بینگهام پلاستیک به‌دلیل بالاتر بودن ضریب همبستگی داده‌ها با مدل مدنظر، نسبت به سایر مدل‌ها بهترین مدل برای پیش‌بینی رفتار رئولوژیکی سیال پایه باشد. در مدل‌های ارائه شده جدول ۳، شاخص هماهنگی^۱ (K) و شاخص رفتار سیال^۲ (n) سیال نامیده می‌شوند. نتایج گرافیکی رفتار رئولوژی سیالات حاوی پلیمرهای پلی اکریل آمید هیدرولیز شده، استراگالوس و نشاسته سیب‌زمینی

1. Consistency
2. Exponent

جدول ۲ مقادیر تجربی به دست آمده برای رئولوژی سیال پایه

سرعت دورانی (rpm)	نرخ برشی $\left(\frac{1}{s}\right)$	تنش برشی (Pa)
۳	۵/۱	۱۰۲۲
۶	۱۰/۲	۱۰۷۳
۱۰۰	۱۷۰	۱۷۳۷
۲۰۰	۳۴۰	۲۱۹۷
۳۰۰	۵۱۰	۲۸۱۱
۶۰۰	۱۰۲۱	۴۴۴۶

جدول ۳ مدل های رفتاری رئولوژی سیال پایه در آزمایش های تجربی پژوهش

مدل	تابع ریاضی مدل پیشنهادی	رابطه تجربی به دست آمده	ضریب همبستگی (R^2)
نیوتنی	$\tau = \mu \cdot \gamma$	$\tau = 4.8481 \times \gamma$	۰/۶۱۲۷
توانی	$\tau = K \times \gamma^n$	$\tau = 575.62 \times \gamma^{0.2641}$	۰/۹۲۹۶
هرشل - بالکلی	$\tau = \tau_y + K \cdot \gamma^n$	$\tau = 103 + 508.62 \times \gamma^{0.2321}$	۰/۹۳۹۶
بینگهام پلاستیک	$\tau = \tau_y + \mu_p \times \gamma$	$\tau = 1033.1 + 3.3814 \times \gamma$	۰/۹۹۱۲

گرانروی و خاصیت رئولوژیکی افزایش یافته است. این نتایج با یافته های حسین و همکاران [۴۲] و سان و همکاران [۴۳] همخوانی کامل دارد. بررسی و ارزیابی انطباق مدل مناسب برای تعیین رفتار رئولوژی سیال های دارای افزودنی های پلیمری مشابه سیال پایه در جدول ۴ ارائه شده است. مدل انتخابی بینگهام پلاستیک در نمونه های آزمایشگاهی تهیه شده با ضرایب همبستگی متناظر ارائه شده است. همان طور که از جدول آشکار است، همبستگی داده ای با مدل بینگهام پلاستیک برپا رفتار رئولوژی سیالات حفاری حاوی پلیمرهای مدنظر این پژوهش دارای مقدار عددی بسیار بالایی است و می توان با دقت (و خطای) قابل قبولی از این مدل برای پیش بینی خواص رئولوژیکی سیالات حفاری استفاده کرد.

گرانروی پلاستیکی

گرانروی پلاستیکی سیال با افزودن مواد افزودنی به گل حفاری افزایش می یابد و مانع ته نشینی کنده های حفاری می شود.

علت این امر ممکن است به دلیل ساختار دو قسمتی پلیمر آستراگالوس باشد زیرا یک بخش آن محلول در آب و بخش دیگر در حضور مولکول های آب متورم می شود. بخش اخیر می تواند منجر به افزایش گرانروی سیال ترکیبی گردد. نکته قابل توجه در نمودارهای شکل ۲-ب (نمودارهای مربوط به نشاسته سیب زمینی) آن است که در غلظت پایین (۱٪ وزنی) نشاسته سیب زمینی، اندازه تنش برشی برای سیال شماره ۱۴ کمتر از مقدار متناظر سیال پایه آبی به دست آمده است. در توضیح این مورد باید به حضور نمک در سیال پایه و حساسیت نشاسته سیب زمینی به این ماده اشاره کرد. به همین دلیل در غلظت پایین نشاسته نمک مانع از متورم شدن مولکول های نشاسته و در نتیجه افزایش مقدار تنش برشی گل حفاری می شود. اما با افزایش غلظت نشاسته در سیال ترکیبی و غلبه آن بر غلظت نمک موجود در محلول، این مشکل برطرف شده و مطابق با نمودارهای غلظت های بالاتر نشاسته در شکل ۲-ب،

جدول ۴ انطباق مدل‌سازی رفتاری، هرزروی و تراوایی کیک سیال حائل سیالات حفاری آزمایشی

شماره سیال	غلظت پلیمر (g)	انطباق داده‌ای-مدل رفتار رئولوژی	هرزروی (mL)	تراوایی (D)
۱	۰	۰/۹۹۱۲	۱۴	۱۱/۸
۲	۱	۰/۹۸۷۰	۱۳	۱۰/۵
۳	۲	۰/۹۸۲۷	۱۲/۵۰	۱۰/۸
۴	۳	۰/۹۹۶۰	۱۱/۸۰	۱۰/۱
۵	۴	۰/۹۹۲۱	۱۰	۷/۶
۶	۵	۰/۹۹۹۹	۹	۶/۴
۷	۶	۰/۹۷۲۴	۸	۵/۱
۸	۱	۰/۹۷۴۲	۱۱	۱۰/۹
۹	۲	۰/۹۷۷۹	۹	۹/۵
۱۰	۳	۰/۹۸۷۲	۷	۶/۸
۱۱	۴	۰/۹۹۸۵	۵/۵۰	۵/۲
۱۲	۵	۰/۹۷۷۷	۵/۴۰	۴/۹
۱۳	۶	۰/۹۹۵۶	۵/۲۰	۴/۷
۱۴	۱	۰/۹۸۱۴	۱۳	۹/۳
۱۵	۲	۰/۹۸۰۴	۱۲	۹/۵
۱۶	۳	۰/۹۷۲۹	۱۱/۵۰	۹/۱
۱۷	۴	۰/۹۷۲۴	۱۱	۸/۸
۱۸	۵	۰/۹۷۶۸	۱۰	۷/۲
۱۹	۶	۰/۹۷۲۵	۹	۶/۱

با ۴ سانتی‌پويز به‌دست آمده است. در مورد سیال حفاری با افزودن ۱٪ وزنی پلیمر آستراگالوس، مقدار گرانیروی پلاستیکی از ۳/۲ به ۵ سانتی‌پويز افزایش یافته است. این میزان افزایش در مقایسه با عملکرد سایر پلیمرهای افزودنی سیال حفاری، بیشتر بوده است. با توجه به شکل ۳، بالاترین اندازه گرانیروی پلاستیکی پلیمر آستراگالوس در غلظت ۴٪ وزنی به مقدار ۹ سانتی‌پويز افزایش یافته است؛ اما با افزایش میزان غلظت پلیمر در سیال پایه مقدار گرانیروی پلاستیکی به ۷/۵ سانتی‌پويز کاهش یافته و تثبیت می‌گردد. این امر ناشی از ساختار مولکولی دو بخشی پلیمر آستراگالوس (یک بخش محلول و یک بخش نامحلول متورم در آب) است که باعث

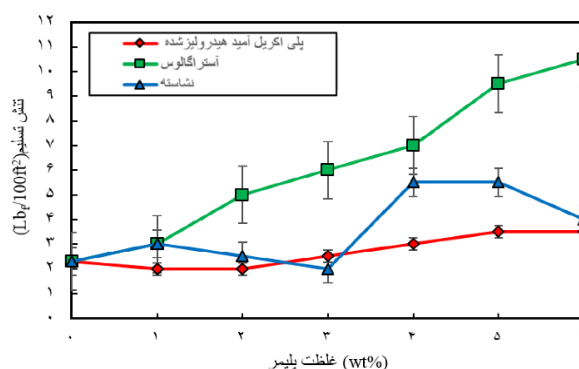
از طرف دیگر بیشتر بودن گرانیروی پلاستیکی آن، موجب افزایش توان پمپاژ سیال نیز می‌گردد. بنابراین مقدار متناسب گرانیروی پلاستیکی باید با در نظر داشتن شرایط عملیاتی و ویژگی‌های مورد نیاز گل برای انجام عملیات حفاری پایدار و ایمن به‌دست آید. در شکل ۳ نمودارهای گرانیروی پلاستیکی حاصل از مقادیر اندازه‌گیری شده برای سیال‌های حفاری این پژوهش نشان داده شده است که حاوی پلیمرهای مدنظر در غلظت‌های مختلف می‌باشند. گرانیروی پلاستیکی سیال پایه ۳/۲ سانتی‌پويز اندازه‌گیری شده است و مقدار متناظر آن برای سیال حاوی پلیمر پلی‌اکریل آمید هیدرولیز شده در تمام غلظت‌ها تقریباً ثابت و برابر

۲٪ وزنی می‌باشد. باید در نظر داشت هر چند که غلظت بهینه پلیمر آسترگالوس نسبت به سایر پلیمرها دارای مقدار عددی بالاتری (۴٪ وزنی) است لیکن در غلظت‌های کمتر نیز گرانروی پلاستیکی حاصل از آن در سیال حفاری نسبت به غلظت‌های بهینه سایر پلیمرها، بالاتر بوده و عملکرد بهتری به‌دست می‌دهد. از این‌رو، از میان پلیمرهای مورد استفاده در این مطالعه تجربی، پلیمر آسترگالوس بهترین گزینه برای افزایش گرانروی پلاستیکی سیال حفاری پایه می‌باشد.

تنش تسلیم سیال حفاری

توانایی گل حفاری در حمل‌کننده‌ها از چاه با میزان بزرگی تنش تسلیم ارزیابی می‌شود که برای حمل مناسب‌کننده‌ها به‌اندازه کافی بایستی بزرگ باشد. مقدار تنش تسلیم را می‌توان با استفاده از مواد افزودنی مختلف تنظیم کرد [۴۵]. در پژوهش حاضر برای بررسی میزان تنش تسلیم گل از رابطه ۲ استفاده شده است. نتایج گرافیکی حاصل از محاسبات و اندازه‌گیری‌شده در نمودارهای شکل ۴ ارائه شده است. همان‌طور که در نمودار شکل ۴ مشاهده می‌شود تنش تسلیم سیال پایه ۲/۳ پوند بر ۱۰۰ فوت مربع به‌دست آمده است. با افزوده شدن غلظت پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده در سیال پایه یک روند افزایشی ملایم در اندازه تنش تسلیم حاصل می‌شود که در غلظت ۶٪ وزنی به‌میزان ۳/۵ پوند بر ۱۰۰ فوت مربع می‌رسد.

می‌شود آسترگالوس در فاز پیوسته سیال حفاری مبتنی بر آب به‌خوبی پراکنده شده و هم‌زمان گرانروی سیال را افزایش دهد. نتایج گرانروی پلاستیکی برای نشاسته سیب‌زمینی کاملاً متفاوت از سایر پلیمرها به‌دست آمده است؛ به این صورت که با افزایش غلظت نشاسته در سیال حفاری تا ۳٪ وزنی، مقدار گرانروی پلاستیکی ابتدا کاهشی و سپس روند افزایشی تا ۴ سانتی‌پويز را حاصل می‌کند. در ادامه اما با افزایش غلظت از ۴ تا ۵٪ وزنی، مقدار گرانروی پلاستیکی افت کرده و در مقدار ۲/۵ سانتی‌پويز تثبیت شده است. با افزایش غلظت نشاسته مجدداً اندکی افزایش گرانروی پلاستیکی مشاهده شده است که البته چندان قابل توجه نیست. به‌طور کلی یک رفتار نوسانی در گرانروی پلاستیکی با تغییرات غلظت نشاسته به‌دست آمده است. غلظت بهینه مدنظر برای نشاسته در گرانروی پلاستیکی معادل ۳ گرم بر لیتر در نظر گرفته می‌شود. این روند با نتایج کار صالح زاده و همکاران [۴۴] هم‌خوانی کامل دارد که روی پلیمرهای نشاسته پیش‌ژلاتین‌شده و نانوذرات اکسید روی (ZnO) کار کرده و یک مقدار غلظت بهینه برای هر کدام از این مواد مشاهده و اعلام کرده‌اند. با همین رویکرد و تعیین نقطه بهینه غلظتی در سیالات حاوی پلیمرهای افزودنی، با عنایت به نمودارهای شکل ۳، غلظت بهینه برای پلیمر آسترگالوس ۴٪ وزنی و در مورد پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده معادل



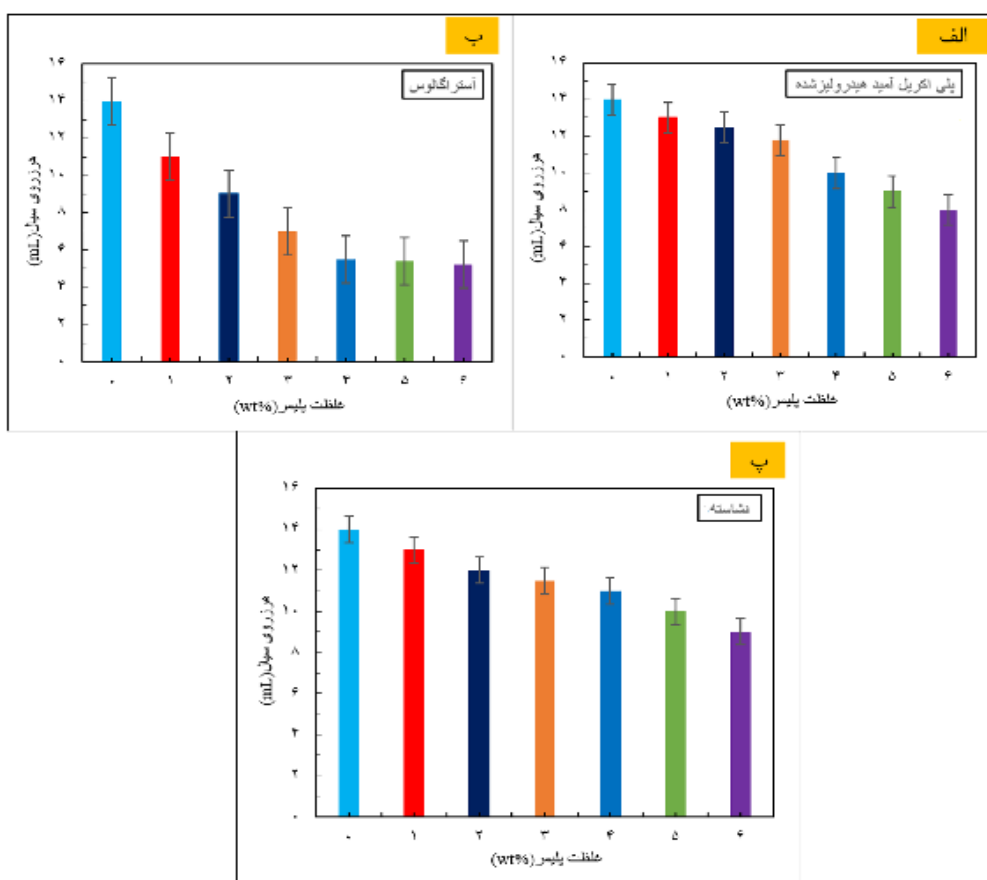
شکل ۴ تنش تسلیم سیالات حفاری حاوی پلیمرها در غلظت‌های مختلف

در سیال پایه آبی را گزارش کرده‌اند. به‌عنوان نتیجه‌گیری کلی، پلیمر آسترگالوس مقادیر تنش تسلیم بیشتری نسبت به سایر پلیمرهای آزمایش‌شده به‌ویژه در غلظت‌های ۳ تا ۶٪ وزنی نشان داده است؛ این مزیت به‌دلیل ساختار مولکولی دوگانه آن است که پیشتر توضیح داده شده است.

هرزروی گل حفاری در فیلتراسیون

اثر افزودنی‌های پلیمری بر میزان هرزروی سیال حفاری در دماهای نزدیک به مقادیر عملیاتی چاه‌های فعال مدنظر (۷۰ °C) و تحت فشار ۷ psig به‌صورت تجربی آزمایش و مطالعه شد. نتایج اندازه‌گیری‌های هرزروی گل حفاری با افزودنی‌های پلیمری آسترگالوس، پلی اکریل آمید هیدرولیز شده و هیدرولیز شده و نشاسته سیب‌زمینی در نمودارهای شکل ۵ ارائه شده است.

همین روند افزایشی با شدت بیشتر در مقادیر تنش تسلیم سیال حاوی پلیمر آسترگالوس نیز مشاهده می‌شود که از تنش تسلیم ۳ پوند بر ۱۰۰ فوت مربع در غلظت ۱٪ وزنی به ۱۰/۵ پوند بر ۱۰۰ فوت مربع در غلظت ۶٪ وزنی افزایش یافته است. در مورد افزودنی نشاسته سیب‌زمینی اما مشاهدات مقداری متفاوت است و روند ثابت افزایشی مشاهده نشده است. افزایش-کاهش متناوب اما در کلیت آن باز هم افزایش ولو ملایم البته وجود دارد. به‌طوری‌که در بهترین حالت تنش تسلیم سیال حاوی پلیمر، در غلظت ۴٪ وزنی به مقدار تقریبی ۵/۵ پوند بر ۱۰۰ فوت مربع ارتقا یافته است. افزایش تنش تسلیم سیال دارای پلیمر افزودنی با نتایج تحقیق وارد و همکاران [۴۶] مطابقت دارد که از پلیمر نشاسته اصلاحی ژنتیکی در کار خود بهره برده و افزایش گرانشی و پلاستیکی و تنش تسلیم



شکل ۵ هرزروی سیالات حفاری در حضور پلیمرهای الف) پلی اکریل آمید هیدرولیز شده ب) پلیمر آسترگالوس پ) نشاسته سیب‌زمینی

سیال، کاهش پیدا کرده است. این اثر کاهش به دلیل ساختار متراکم پلیمرهاست که منافذ موجود را پر می‌کند و منجر به کاهش عبوردهی سیال از درون فیلتر کیک می‌شود. هر چه میزان تراوایی کیک سیال حائل کمتر باشد، نفوذپذیری سیال به درون سازند چاه کمتر بوده و در نتیجه میزان هرزروی گل در طول عملیات حفاری نیز کمتر می‌شود؛ به بیان بهتر فیلتراسیون سیال حفاری را بهبود می‌بخشد. این ویژگی کاربرد بسیار خوبی از گل حفاری پلیمری فراهم می‌سازد.

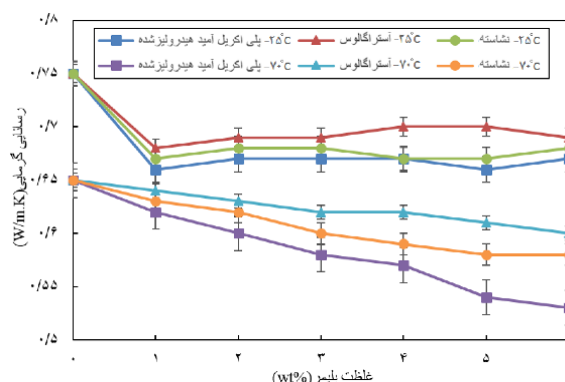
مطابق مقادیر **جدول ۴**، میزان تراوایی کیک حائل سیال پایه ۱۱/۸ داریسی به دست آمده که با افزودن پلیمرهای پلی اکریل آمید هیدرولیز شده، آستراگالوس و نشاسته سیبزمینی به ترتیب به مقادیر ۵/۱، ۴/۷ و ۶/۱ داریسی کاهش یافته است. در نتیجه پلیمر آستراگالوس، به دلیل ساختار زنجیره‌ای و صفحه‌ای، منجر به کاهش هرزروی و میزان تراوایی قابل توجه کیک گل حفاری در حدود ۶۰٪ شده است و نسبت به سایر پلیمرهای بررسی شده این تحقیق مطلوبیت و کارایی بیشتری دارد.

خواص گرمایی

رسانایی گرمایی

از آنجا که گل حفاری کارکردهای مختلفی علاوه بر عملکرد اختصاص خود دارد صرفاً بررسی هرزروی گل معیار مناسبی برای تعیین مطلوبیت سیال نمی‌تواند قابل قبول باشد. یکی از وظایف مهم سیال حفاری، خنک‌سازی مته است که نیاز به بررسی و مطالعه دقیق در شرایط مختلف عملیاتی دارد. به همین جهت خواص گرمایی سیالات حفاری حاوی پلیمرهای آزمایشی در این تحقیق بررسی شده است. ارزیابی خواص گرمایی در دو دمای ۲۵°C و ۷۰°C صورت گرفته است. نتایج اندازه‌گیری‌های حاصل از دستگاه آنالیز حرارتی به صورت نمودارهایی در **شکل ۶** نشان داده شده است.

به طوری که در نمودارهای **شکل ۵** مشاهده می‌شود همواره با افزودن پلیمرها، میزان هرزروی سیالات حفاری کاهش یافته است. دلیل این امر آن است که افزایش گرانیروی سیال منجر به کاهش هرزروی می‌شود. در رابطه ۳ نیز به روشنی مشاهده می‌شود گرانیروی با هرزروی سیال رابطه معکوس دارد یعنی با افزایش مقدار گرانیروی، از میزان هرزروی گل حفاری کاسته می‌شود. در نمودار ۵-الف افزایش غلظت پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده به سیال حفاری میزان هرزروی آن را از ۱۴ mL به ۸ mL کاهش داده است این نتیجه با نتایج کار سريت [۴۷] همخوانی کامل دارد که پلیمر پلی اکریل آمید را با هدف بالا بردن گرانیروی و کاهش هرزروی به سیالات حفاری اضافه کرده بود. نمودار **شکل ۵-ب** نتایج هرزروی افزودن پلیمر آستراگالوس به سیال حفاری را نشان می‌دهد. میزان هرزروی در مقایسه با سیال پایه از ۱۴ mL به ۵ mL رسیده و کاهش معادل ۶۵٪ داشته است. این میزان تاثیر در طی مدت زمان ۳۰ min کاهش قابل ملاحظه در هرزروی صافاب گل حفاری می‌باشد. در نمودار ۵-ج اثر افزودن نشاسته سیبزمینی بر مقدار هرزروی در مقایسه با سیال پایه است که از ۱۴ mL در سیال پایه به ۹ mL کاهش یافته است. بررسی کلی میزان هرزروی انواع سیالات حفاری آزمایش شده در نمودارهای **شکل ۵** تبیین می‌کند که تاثیر پلیمر آستراگالوس در غلظت‌های مشابه نسبت به سایر پلیمرهای آزمایشی بر هرزروی گل حفاری قابل توجه‌تر است و بهترین عملکرد در بهبود فیلتراسیون گل حفاری را به دنبال دارد. عملکرد فیلتراسیون گل دارای پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده و نشاسته سیبزمینی تقریباً یکسان ارزیابی می‌شود. مطالعه و بررسی میزان تراوایی کیک سیال حفاری نسبت به سیال پایه در اثر افزودن پلیمر به سیال براساس رابطه داریسی اندازه‌گیری شد. با توجه به مقادیر عددی حاصل شده در این مطالعه، میزان تراوایی فیلترکیک سیال با اضافه کردن پلیمر به



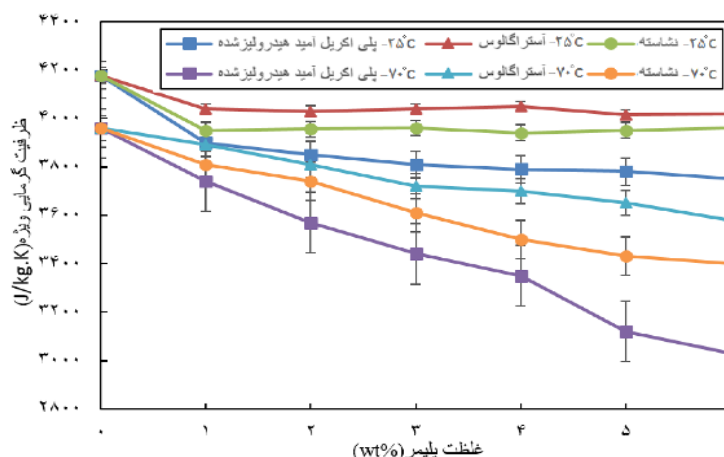
شکل ۶ رسانایی گرمایی سیالات حفاری حاوی پلیمرها در دماهای مختلف

پلیمر دیگر به صورت کامل و یکنواخت در فاز آب پخش شود و مولکول‌های آن در اتصال با یکدیگر مانده، موجب کاهش کمتر رسانایی گرمایی این پلیمر نسبت به پلی اکریل آمید هیدرولیز شده و نشاسته سیبزمینی شود.

ظرفیت گرمایی ویژه سیال حفاری

میزان انرژی گرمایی قابل جذب در ساختمان ماده را ظرفیت گرمایی ویژه ماده می‌گویند. ظرفیت گرمایی ویژه سیال حفاری نیز تاثیر به سزایی در خنک کاری مته دارد. از این رو ظرفیت گرمایی ویژه سیالات تهیه شده این پژوهش با استفاده از دستگاه آنالیز حرارتی اندازه گیری شده و در قالب نمودارهای شکل ۷ به تصویر کشیده شده است. اندازه گیری‌ها در دو دمای ۲۵ و ۷۰°C صورت گرفته است. همان طور که از شکل ۷ مشاهده می‌شود، میزان ظرفیت گرمایی ویژه سیال پایه از مقدار ۴۱۷۸ به ۳۹۶۰ ژول بر کیلوگرم کلوین کاهش یافته که در بازه دمایی ۲۵ تا ۷۰°C اتفاق افتاده است. با افزودن پلیمر آستراگالوس تا غلظت ۰.۶٪ وزنی، ظرفیت گرمایی ویژه سیال به مقدار ۳۵۸۰ ژول بر کیلوگرم کلوین می‌رسد که کاهش ۹/۵٪ در بازه دمایی گفته شده با تغییرات افزایش غلظت روی می‌دهد. میزان کاهش ظرفیت گرمایی ویژه با افزوده شدن پلیمرهای نشاسته سیبزمینی و پلی اکریل آمید هیدرولیز شده به ترتیب ۱۴ و ۲۳٪، در همان بازه تغییرات دما و غلظت، می‌باشد.

با مشاهده نمودارهای شکل ۶ نتیجه گیری کلی آن است که با افزوده شدن پلیمرها (آستراگالوس، پلی اکریل آمید هیدرولیز شده و نشاسته سیبزمینی) رسانایی گرمایی سیال حفاری کاهش می‌یابد. زیرا این دسته از مواد ذاتاً از نظر فیزیکی مواد نارسانایی هستند و لذا اثر کاهشی بر عملکرد خنک کنندگی سیال حفاری دارند. نتیجه اخیر با نتایج گودرزی فر و همکاران [۴۸] انطباق کامل دارد که اثر افزودن پلی اکریل آمید و صمغ زانتان به سیالات حفاری پایه آبی را ارزیابی کرده گزارش شده که وجود پلیمرها در سیال حفاری منجر به کاهش رسانایی سیال می‌شود. نتایج مقدراری به دست آمده از آزمایش‌های تجربی موجود در شکل ۶ مشخص می‌کند که رسانایی گرمایی سیال پایه از مقدار ۰/۶۵ وات بر مترکلوین با افزودن پلیمر آستراگالوس (و افزایش غلظت آن تا ۰.۶٪ وزنی) به مقدار ۰/۶ وات بر مترکلوین تنزل می‌یابد و کاهش ۷/۵٪ حاصل می‌شود. میزان کاهش رسانایی گرمایی سیال حفاری با حضور نشاسته سیبزمینی و پلی اکریل آمید هیدرولیز شده به ترتیب ۱۱ و ۱۸/۵٪ کاهشی به دست آمده است. بنابراین می‌توان نتیجه گرفت که پلیمر آستراگالوس در هر دو دما (۲۵°C و ۷۰°C) اثر کاهیده کمتری نسبت به سایر پلیمرهای افزودنی سیال حفاری دارد. علت برتری این پلیمر ساختار دو بخشی آن است که یک قسمت آن به خوبی در آب حل می‌شود و قسمت دیگر آن در آب نامحلول است. این امر باعث می‌شود که این پلیمر برخلاف دو



شکل ۷ ظرفیت گرمایی ویژه سیالات حفاری حاوی پلیمرها در دماهای مختلف

گرم وزنی آماده‌سازی و آزمایش گردید. آزمایش‌های تعیین خواص رئولوژی سیال (با استفاده از دستگاه ویسکومتر مدل Fann-35)، فیلتراسیون گل حفاری (با استفاده از دستگاه فیلتر پرس مدل OFITE در دمای ۷۰°C و فشار ۱۰۰ psig) و تعیین خواص گرمایی سیالات آماده شده (با استفاده از دستگاه آنالیز حرارتی KD2 Pro) روی تمام ۱۹ نمونه آزمایشگاهی در دو دمای ۲۵ و ۷۰°C صورت گرفت. نتایج مشخص زیر از بررسی تجربی این پژوهش به‌دست آمده است:

۱- در گام اول غلظت بهینه برای پلیمرهای آستراگالوس، نشاسته سیب‌زمینی و پلی‌اکریل آمید هیدرولیز شده به‌ترتیب ۳،۴ و ۲٪ وزنی به‌دست آمد. در غلظت‌های به‌دست آمده، عملکرد پلیمر آستراگالوس به مراتب بهتر از دو پلیمر به‌دست آمد، به‌نحوی که موجب افزایش گرانشی پلاستیکی از ۳/۲ به ۹ سانتی‌پوئیز و تنش تسلیم از ۲/۳ به ۷ پوند بر ۱۰۰ فوت مربع گردید.

۲- نتایج آزمایش‌های هرزروی گل نشان می‌دهد که پلیمر گیاهی آستراگالوس در بالاترین غلظت (۶٪ وزنی) نسبت به سایر پلیمرها به‌میزان ۶۵٪ هرزروی سیال را کاهش داده است. علت این کاهش به دلیل ساختار زنجیره‌ای و صفحه‌ای پلیمر مذکور و افزایش گرانشی فاز پیوسته سیال است.

نتیجه‌گیری مشابه رسانایی گرمایی از این بررسی آزمایشی حاصل می‌شود که پلیمر طبیعی آستراگالوس در هر دو دما (۲۵ و ۷۰°C) اثر کاهنده کمتری نسبت به دو پلیمر دیگر مورد مطالعه داشته است. این نتیجه‌گیری با نتایج کار تحقیقی باووح و همکاران [۴۹] انطباق کاملی دارد که در کار خود اثر پلی‌اکریل آمید و صمغ زانتان را بر سیالات حفاری پایه آبی ارزیابی کرده، گزارش داده‌اند که افزوده شدن پلیمرها منجر به افت ظرفیت گرمایی ویژه سیال حفاری می‌گردد.

نتیجه‌گیری

در این پژوهش بررسی آزمایشگاهی اثر افزودن پلیمرهای آستراگالوس، پلی‌اکریل آمید هیدرولیز شده و نشاسته سیب‌زمینی بر عملکرد رفتاری و خواص رئولوژیکی، فیلتراسیون گل حفاری و خواص گرمایی ارزیابی شد. رفتار رئولوژیکی سیالات حفاری با مدل‌های مختلفی شامل نیوتنی، توانی، هرشل-بالکلی و بینگهام پلاستیک انطباق‌سنجی شد. در پژوهش حاضر مدل بینگهام پلاستیک با دقت بالاتری نسبت به دیگر مدل‌ها، رفتار سیالات را توصیف می‌کند. پس از تهیه سیال حفاری پایه آبی مدنظر به‌روشنی استاندارد گرفته شده، افزودنی‌های آن با استفاده از مواد مدنظر در غلظت‌های ۱ تا ۶

بالا که خواص گرمایی و خنک‌کاری مته اهمیت زیادی دارد توجه به خواص گرمایی سیال حفاری بر هرزروی و تراوایی سیال برتری نسبی دارد.

علائم و نشانه‌ها

(API) American Petroleum Institute انجمن نفت آمریکا

(AV) Apparent viscosity گرانروی ظاهری

(AG) Astragalus آستراگالوس

(B) Bentonite بنتونیت

(V) Filtration volume حجم فیلتراسیون

(HPAM) Hydrolyzed Polyacrylamide پلی اکریل آمید هیدرولیز شده

(K) Permeability تراوایی

(PV) Plastic Viscosity گرانروی پلاستیکی

(KCl) Potassium chloride پتاسیم کلرید

(RPM) Revolution per Minute دور بر min

(NaCl) Sodium Chloride سدیم کلرید

(Cp) Specific Heat capacity ظرفیت گرمایی ویژه

(K) Thermal conductivity رسانایی گرمایی

(WBDF) Water-based drilling fluid سیال حفاری

پایه آبی

(YP) Yield Point تنش تسلیم

همچنین تراوایی یک سیال حائل نیز رفتاری مشابه هرزروی داشته است.

۳- نتایج آزمایش آنالیز حرارتی برای حصول خواص گرمایی نشان می‌دهد که میزان رسانایی گرمایی گل‌های حفاری حاوی پلیمرهای آستراگالوس، نشاسته سیب‌زمینی و پلی اکریل آمید هیدرولیز شده به ترتیب ۷/۵، ۱۱ و ۱۸/۵٪ و ظرفیت گرمایی ویژه به ترتیب ۹/۵، ۱۴ و ۲۳٪ نسبت به گل حفاری پایه کاهش یافتند و پلیمر آستراگالوس علاوه بر اینکه در زمینه رئولوژی و فیلتراسیون عملکرد بهتری دارد، اثر کاهنده کمتری در مقایسه با دو پلیمر دیگر مورد بررسی در خنک‌کاری مته دارد.

۴- از مقایسه بین نشاسته سیب‌زمینی و پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده، بهبود نسبی فیلتراسیون سیال حفاری با استفاده از پلی اکریل آمید هیدرولیز شده حاصل می‌شود اما در مقابل، افت خواص گرمایی سیال حامل پلیمر سیب‌زمینی کمتر از سیال متناظر دارای پلیمر پلی اکریل آمید هیدرولیز شده مشاهده شده است.

۵- برآیند کلی مشاهدات تجربی-آزمایشگاهی این پژوهش بیانگر آن است که انتخاب هر یک از این پلیمرها بستگی به شرایط عملیاتی و فرایندی چاه حفاری دارد به عنوان مثال در چاه‌های عمیق و دما

مراجع

- [1]. Kumar, A., Savari, S., Jamison, D. E., & Whitfill, D. L. (2011, April). Lost circulation control and wellbore strengthening: looking beyond particle size distribution. In AADE national technical conference and exhibition, Houston, Texas, USA (pp. 12-14).
- [2]. Fournier R. O., (1991) The transition from hydrostatic to greater than hydrostatic fluid pressure in presently active continental hydrothermal systems in crystalline rock, Geophysical Research Letters, 18, 5:(955-958). doi.org/10.1029/91GL00966.
- [3]. Srungavarapu M., Patidar K. K., Pathak A. K., Mandal A., (2018) Performance studies of water-based drilling fluid for drilling through hydrate bearing sediments, Applied Clay Science, Vol. 152, pp. 211-220. doi.org/10.1016/j.clay.2017.11.014.
- [4]. Glenn, E. E., Slusser, M. L., & Huitt, J. L. (1957). Factors affecting well productivity-I. Drilling fluid filtration. Transactions of the AIME, 210(01), 126-131. doi.org/10.2118/720-G.
- [5]. Ezeakacha, C. P. Salehi S., Ghalambor A., Bi H., (2018) Investigating Impact of Rock Type and Lithology on Mud Invasion and Formation Damage, in SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. doi.org/10.2118/189471-MS.
- [6]. Sharifipour M., Nakhaee A., Pourafshary P., (2019) Model development of permeability impairment due to clay swelling in porous media using micromodels, Journal of Petroleum Science and Engineering, 175, (728-742). doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.082.

- [7]. Lee L. Dahi Taleghani A., (2022) Assessment of Lost Circulation Material Particle-Size Distribution on Fracture Sealing: A Numerical Study, SPE Drilling & Completion, pp. 1-15. doi.org/10.2118/209201-PA.
- [8]. Parvizi Ghaleh, S., Khodapanah, E., Tabatabaei-Nezhad S.A., (2020) Experimental evaluation of thiamine as a new clay swelling inhibitor. Petroleum Science, 17, 1616-1633. doi.org/10.1007/s12182-020-00466-6.
- [9]. Kumar, S., Thakur, A., Kumar, N., Husein, M. M., (2020) A novel oil-in-water drilling mud formulated with extracts from Indian mango seed oi, Petroleum Science, 17, 196-210. doi.org/10.1007/s12182-019-00371-7.
- [10]. Li W., Liu J., Zhao X., Zhang J., Jiang J., He T., Liu L., Shen P., Zhang M., (2018) Novel modified rectorite provides reliable rheology and suspendability for biodiesel based drilling fluid, In: SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Abu Dhabi, UAE. doi.org/10.2118/189310-MS, 29-31 January
- [11]. Hall L. J., Deville J. P., Araujo C. S., Li S., Rojas O. J., (2017) Nanocellulose and its derivatives for high-performance water-based fluids. In: SPE International Conference on Oilfield Chemistry, Texas, USA. doi.org/10.2118/184576- MS.
- [12]. Akbari I., Ghoreishi S. M., (2017) Generation of porous structure from basil seed mucilage via supercritical fluid assisted process for biomedical applications. International Journal of Pharmaceutical Sciences and Developmental Research, 3(1), 030-035. doi.org/10.17352/ijpsdr.000014.
- [13]. Guo, D., Yuan, T., Sun, Q., Yan, Z., Kong, Z., Zhong, L., Zhou, Y. and Sha, L. (2023). Cellulose nanofibrils as rheology modifier and fluid loss additive in water-based drilling fluids: Rheological properties, rheological modeling, and filtration mechanisms. Industrial Crops and Products, 193, 116253. doi.org/10.1016/j.indcrop.2023.116253.
- [14]. Sarber J. G., Reynolds C., Michel C. M., Haag K., Morris R. A., (2010) The use of diutan biopolymer in coiled tubing drilling mud systems on the North Slope of Alaska, In: SPE/ICo TA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, Texas, USA. doi.org/10.2118/130584-MS.
- [15]. Villada Y., Gallardo F., Erdmann E., Casis N., Olivares L., Estenoz D., (2017) Functional characterization on colloidal suspensions containing xanthan gum (XGD) and polyanionic cellulose (PAC) used in drilling fluids for a shale formation, Applied Clay Science, 149, 59-66. doi.org/10.1016/j.clay.2017.08.020.
- [16]. Akkafashi S., Rasaei M., Karimi G., (2017) Effects of sugarcane and polyanionic cellulose on rheological properties of drilling mud: an experimental approach, Egyptian Journal of Petroleum, 26(2), 371-374. doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.05.009.
- [17]. Khan, M.A., Li, M.C., Lv, K., Sun, J., Liu, C., Liu, X., Shen, H., Dai, L. and Lalji, S.M. (2024). Cellulose derivatives as environmentally-friendly additives in water-based drilling fluids: A review. Carbohydrate Polymers, 122355. doi.org/10.1016/j.carbpol.2024.122355.
- [18]. Taghdimi, R., Kaffashi, B., Rasaei, M. R., Dabiri, M. S., & Hemmati-Sarapardeh, A. (2023). Formulating a novel drilling mud using bio-polymers, nanoparticles, and SDS and investigating its rheological behavior, interfacial tension, and formation damage. Scientific Reports, 13(1), 12080. doi.org/10.1038/s41598-023-39257-5.
- [19]. Li M. C., Wu Q., Song K., Lee S., Jin C., Ren S., Lei T., (2015) Soy protein isolate as fluid loss additive in bentonite-water-based drilling fluids, ACS Applied Materials & Interfaces, 7(44), 24799-24809. doi.org/10.1021/acsami.5b07883.
- [20]. Salmachi A., Talemi P., Tooski Z. Y. (2016). Psyllium husk in water-based drilling fluids: an environmentally friendly viscosity and filtration agent, In: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE. doi.org/10.2118/183308-MS.
- [21]. Okon, A. N., Akpabio, J. U., & Tugwell, K. W. (2020) Evaluation the locally sourced materials as fluid loss control additives in water-based drilling fluid, Heliyon, 6, e04091. doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e04091.
- [22]. Moslemizadeh, A., Shadizadeh, S. R., & Moomenie, M. (2015). Experimental investigation of the effect of henna extract on the swelling of sodium bentonite in aqueous solution. Applied Clay Science, 105, 78-88. doi.org/10.1016/j.clay.2014.12.025.
- [23]. Al-Hameedi, A.T.T., Alkinani, H.H., Dunn-Norman, S., Al-Alwani, M.A., Al-Bazzaz, W.H., Alshammari, A.F., Albazzaz, H.W. and Mutar, R.A. (2019). A laboratory study of environmentally friendly drilling fluid additive to be exploited as a multifunctional bio-enhancer additive in water-based drilling fluid In: AADE Fluids Technical Conference and Exhibition, Denver, USA. AADE-19-NTCE-SPP-01.
- [24]. Al-Hameedi, A.T.T., Alkinani, H.H., Dunn-Norman, S., Al-Alwani, M.A., Alshammari, A.F., Albazzaz, H.W., Alkhamis, M.M., Alashwak, N.F. and Mutar, R.A. (2019). Insights into the application of new eco-friendly drilling fluid additive to improve the fluid properties in water-based drilling fluid systems. Journal of Petroleum Science and Engineering, 183, 106424. doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106424.
- [25]. Al-Hameedi, A.T., Alkinani, H.H., Dunn-Norman, S., Alashwak, N.A., Alshammari, A.F., Alkhamis, M.M., W. Albazzaz, H., Mutar, R.A. and Alsaba, M.T., 2019, April. Environmental friendly drilling fluid additives: can food waste products be used as thinners and fluid loss control agents for drilling fluid?. In SPE Asia Pacific

- Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility Symposium (p. D021S005R004). SPE. doi.org/10.2118/195410-MS.
- [26]. Al-Saba, M. T., Amadi, K. W., Al-Hadramy, K. O., Dushaishi, M. F., Al-Hameedi, A., & Alkinani, H. (2018, April). Experimental investigation of bio-degradable environmental friendly drilling fluid additives generated from waste. In SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability? (p. D021S007R003). SPE. doi.org/10.2118/190655-MS.
- [27]. Harry, T. F., Joel, O. F., Ademiluyi, F. T., & Oduola, K. (2016). Performance evaluation of local cassava starches with imported starch for drilling fluid. *American Journal of Engineering Research (AJER)*, 5(10), 111-120. e-ISSN: 2320-0847.
- [28]. Saboori, R., Sabbaghi, S., & Kalantariasl, A. (2019). Improvement of rheological, filtration and thermal conductivity of bentonite drilling fluid using copper oxide/polyacrylamide nanocomposite. *Powder Technology*, 353, 257-266. doi.org/10.1016/j.powtec.2019.05.038.
- [29]. Zhong, H., Gao, X., Qiu, Z., Zhao, C., Zhang, X., Guo, B., & Li, G. (2020). Formulation and evaluation of β -cyclodextrin polymer microspheres for improved HTHP filtration control in water-based drilling fluids. *Journal of Molecular Liquids*, 313, 113549. doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113549.
- [30]. Zhong, H., Gao, X., Zhang, X., Chen, A., Qiu, Z., Kong, X., & Huang, W. (2022). Minimizing the filtration loss of water-based drilling fluid with sustainable basil seed powder. *Petroleum*, 8(1), 39-52. doi.org/10.1016/j.petlm.2021.02.001.
- [31]. Gudarzifar, H., Sabbaghi, S., Rezvani, A., & Saboori, R. (2020). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. *Powder technology*, 368, 323-341. doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049.
- [32]. Mahamadou, A. S., Jun, G., Miamouna, M. I., Magaji, A., & Issoufou, A. (2024). Improved Rheological Properties and Lubricity of Drilling Fluids at Extreme Temperatures and Pressures Using Graphene Oxide and Flowzan. *SPE Journal*, 29(11), 5858-5874. doi.org/10.2118/223077-PA.
- [33]. Kazemi-Beydokhti, A., & Hajiabadi, S. H. (2018). Rheological investigation of smart polymer/carbon nanotube complex on properties of water-based drilling fluids. *Colloids and surfaces A: physicochemical and engineering aspects*, 556, 23-29. doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.07.058.
- [34]. Jiang, G., Wang, K., He, Y., Yang, L., Li, X., & Deng, Y. (2020). Synthesis of an amphoteric polymer as a high-temperature-resistant shale stabilizer in water-based drilling fluids. *Journal of Applied Polymer Science*, 137(35), 49016. doi.org/10.1002/app.49016.
- [35]. Li, X., Jiang, G., He, Y., & Chen, G. (2021). Novel starch composite fluid loss additives and their applications in environmentally friendly water-based drilling fluids. *Energy & Fuels*, 35(3), 2506-2513. doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c03258.
- [36]. Soleimani, K., Derakhshankhah, H., Jaymand, M., & Samadian, H. (2021). Stimuli-responsive natural gums-based drug delivery systems for cancer treatment. *Carbohydrate polymers*, 254, 117422. doi.org/10.1016/j.carbpol.2020.117422.
- [37]. Rp, A. P. I. (2009). Recommended practice for field testing water-based drilling fluids. API Recommendation 13B-1, ISO, 10414, 2001.
- [38]. Iismail, A. R., Mohd, N. M., Basir, N. F., Oseh, J. O., Ismail, I., & Blkooor, S. O. (2020). Improvement of rheological and filtration characteristics of water-based drilling fluids using naturally derived henna leaf and hibiscus leaf extracts. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(8), 3541-3556. doi.org/10.1007/s13202-020-01007-y.
- [39]. Raheem, A. M., & Vipulanandan, C. (2022). Characterizing distinctive drilling mud properties using new proposed hyperbolic fluid loss model for high pressure and high temperature conditions. *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*, 34(3), 217-229. doi.org/10.1016/j.jksues.2020.10.002.
- [40]. Gudarzifar, H., Sabbaghi, S., Rezvani, A., & Saboori, R. (2020). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. *Powder technology*, 368, 323-341. doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049.
- [41]. Bahrainian, S. S., Nabati, A., & Haji Davalloo, E. (2018). Improved rheological model of oil-based drilling fluid for South-western Iranian Oilfields. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 8(3), 53-71. doi:10.22078/JPST.2017.2706.1459.



Evaluating the Effect of Biocompatible Natural Additives on Thermal, Rheological and Filtration of Drilling Fluids

Mohammad Reza Taherian¹, Nasser Sadeghian^{1*} and Mohammad Torkaman^{2*}

1. Mechanical Engineering Department, Shohadaye Hoveizeh Campus of Technology, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran

2. Department of Chemical Engineering, Faculty of Engineering, Shahid Chamran University of Ahvaz, Iran

n.sadeghian@scu.ac.ir

m.torkaman@scu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2024.5501.3448

Received: July 12, 2024

Accepted: December 03, 2024

Introduction

The performance of drilling fluid during the operation processes has a significant effect on the prevention of formation damages and overall costs, which are huge amounts of costs accomplished for treating drilling fluid filtration and lateral considerations [1]. Losses occur when the permeability of the formation is high enough or the cavities are so large they don't fill with drilling fluid. Due to these, many additives are added to the fluid to control this undesirable phenomenon. Unfortunately, most of them are chemical substances and had a harmful effect on the environment [2,3]. Another point is related to the technical one: where the addition of some additives affects some properties of the drilling fluid and changes other tasks of the drilling fluid, i.e. loss in cooling of the drill bit. The quality of cooling depends on the thermal conductivity and thermal capacity of the drilling fluid. Therefore, the higher the heat and heat capacity, the better and more favorable [4,5]. In recent years, many research works have been conducted on the employment of natural, biodegradable, non-toxic, and ecofriendly green materials in drilling fluids to impart a specific function or several functions. Some naturally occurring materials are used in drilling fluids directly without modification [6,7]. While, more natural materials are used by chemical modification to better meet the requirements of water-based drilling fluids [8,9]. Among these materials, the biopolymers and their chemically modified derivatives, with primary components of polysaccharides, owing to appropriate

properties, widespread availability, relatively low cost, and inherent biodegradability, are frequently used to improve drilling fluid properties such as rheological properties and filtration control [10,11]. Typically, xanthan gum, scleroglucan, guar gum, diutan and welan gum are used as viscosifiers due to their shear-thinning and thixotropic behavior [12,13]. Starch derivatives like carboxymethyl starch (CMS) and hydroxypropyl starch (HPS), cellulose derivatives like carboxymethyl cellulose (CMC), hydroxyethyl cellulose (HEC), and polyanionic cellulose (PAC), modified tannins and lignins are classic products that have been widely used for rheological modification and filtration control [14]. A variety of other natural materials and their modifications have been investigated as potential drilling fluid additives. Examples include soy protein isolate [15], psyllium husk [16], rice husk [17], henna extract [18] and potato peels powder [19] are also introduced in drilling fluids to function as required purpose. Al-Saba et al [20] evaluated the effects of corn cob, sugarcane, pomegranate skin, soybean skin, and coconut shell powder on drilling fluid performance. The results show that soybean skin powder and coconut shell powder could reduce the filtration loss by more than 60% and have a great influence on the viscosity. Mohammadu et al. [21] used graphene-based lubricants in water-based drilling fluids to improve rheological properties under high temperature conditions. The results showed that in the concentration of 0.05 graphene, the viscosity of the drilling fluid decreases to 68% when the temperature

increases to 300 degrees Fahrenheit, and the viscosity of the 3% graphene at high temperature and pressure is reduced by 30%.

In this paper, the effect of a natural biocompatible polymer (AG) and potato starch is evaluated and compared with HPAM experimentally. The research is carried out to improve the rheological, thermal, and filtration properties of drilling fluid. Fig. 1 shows a schematic diagram of the AG polymer.

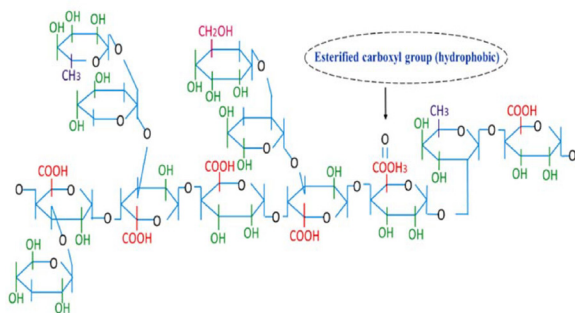


Fig. 1 Schematic diagram of the AG polymer [22].

Materials and Methods

Materials of the research tests involve AG polymers, HPAM both approximate purity of over 99% as well as potato starch in concentrations of 1 to 6 g/L (with unit incrementally). Drilling fluid prepared of a water-based fluid and 25 g of bentonite, 10 g of sodium chloride, and 10 g of potassium chloride as additives were added to 350 ml of distilled water that is laboratory equivalent barrel. Then mentioned polymers were added to the prepared drilling fluid. Each fluid sample was homogenized for 10 minutes with a high-speed mixer of 6000 rpm.

Rheological properties are assessed by measuring a Fann-35 rotary viscometer according to API standards [23]. Numerical values of shear rate and corresponding shear stress during the tests were recorded. Outputted values of tests used to fit in a model which was determined by the regression analysis. Some other tests were carried out and obtained a maximum correlation between the tests and model outputs. From this model and its values, one can obtain values of plastic viscosity (Fig. 1- Eq. 1) and yield stress (Fig. 2- Eq. 2) of drilling fluids by mathematical calculations [24].

$$PV = \Theta_{600} - \Theta_{300} \quad (1)$$

$$YP = \Theta_{300} * 2 - \Theta_{600} \quad (2)$$

For the measurement of losses of drilling fluid, a filter press, OFITE type, was used. Measurement executed at 70 °C and 100 psig pressure within 30 minutes. Then, the permeability of the drilling fluid cake was calculated by Eq. (3) which is provided by Darcy as [25]:

$$V_f = \sqrt{2K \Delta P \left(\frac{f_{sc}}{f_{sm}} \right) A \sqrt{\frac{t}{u}}} \quad (3)$$

$$V = \sqrt{2K}$$

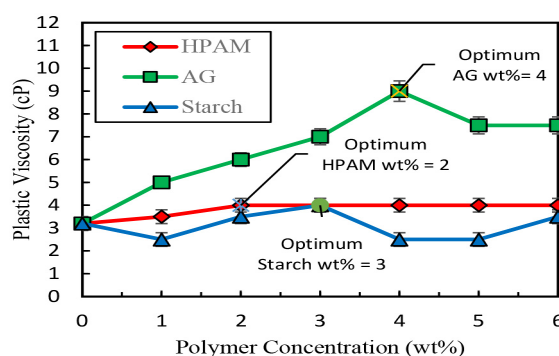


Fig. 2 Viscosity of drilling fluid involving polymers.

Next, the thermal conductivity and specific heat capacity of the drilling fluid were measured using the KD2 Pro apparatus.

Results and Discussion

Rheological Properties

To define the most appropriate model, the results of experimental tests are needed [24]. Shear stresses versus a range of shear rates in the case of non-Newtonian fluid (such as drilling fluid) showed that the Bingham plastic model is used to be a better one (in comparison with any other models) for predicting rheological behavior. Adding prepared polymers to the Aqua-based fluid caused to increase in shear stress gradient in terms of shear rate. Improved results for the case of AG polymers are more significant than others. This is due to the nature of the structure of AG polymer which has a dual part structure: a water-soluble and a water-insoluble. The latter one swells in the vicinity of water, and this phenomenon causes the AG to disperse well in the continuous phase of water-based drilling fluid and then resulting in an increment of the viscosity of the fluid. Fig. 2 shows the incremental rising in plastic viscosity with increasing concentrated additives while there exists an optimal value of 4 g/mL. Based on the observations showed that constant and smooth manner in the variation of viscosity.

As seen in Fig. 2, there is an optimal concentration for other substances too. It is 4%, 3%, and 2% by weight respectively for AG polymer, Potato starch, and HPAM polymer. It should be noted that although the optimum concentration of AG polymer is higher compared to other polymers, even at lower concentrations (i.e. one percent by weight) there is a dramatic increase in viscosity observed. The findings showed that the performance of AG polymer is better than the two others used in this study. These results are fully consistent with the findings of Salehzadeh et al. [27], who worked on pre-gelatinized starch polymer and zinc oxide (ZnO) nanoparticles, as they also observed an optimal concentration for each of these materials. Furthermore, the increase in the yield stress of the fluid is consistent with the results of Ward et

al. [28], who worked on genetically modified starch polymer, as they observed an increase in plastic viscosity and yield stress (Fig. 3) in the water-based base fluid with the addition of the polymer.

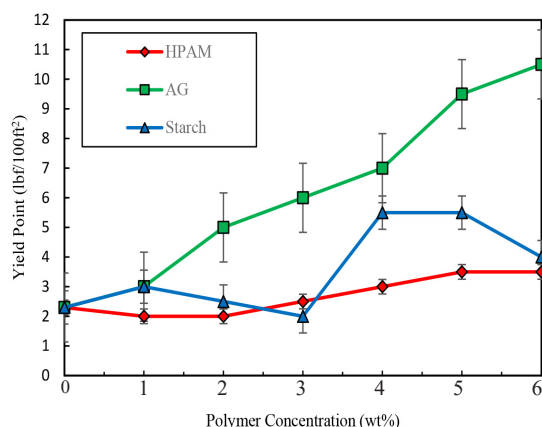


Fig. 3 Yield Point of drilling fluid involving polymers.

Filtration of Drilling Fluid

According to the measured results of filter press tests, it is observed that the addition of additives causes a decrease in losses for polymer-containing drilling fluids. An expression may be related to the viscosity behavior presented before. The uprising in viscosity led to a decrease in the leaking manner of the fluids. As can be seen in Eq. (3), there is a vice-versa relationship between viscosity and losses of the fluid. As presented in Table 1 by adding AG polymer to the drilling fluid, an improved effect on the barrier of

losses was obtained. Experimental results showed that AG polymer deals with a reduction of 65% in losses during 30 minutes in comparison with other polymers involving fluids for the same concentrations as others. This finding indicates the high effectiveness of AG polymer in controlling the drilling mud loss. As well as the permeability of the filter cake of drilling liquids decreases with the addition of polymers additives. This behavior took place due to the structure of well-compacted polymer-involved fluids, therefore, filling many of the cavities of walls and leading to a strong decrease in drilling fluid permeability inside the filter cake. This feature provides a noticeable application of drilling fluid where the lower the permeability of the retaining fluid cake, the lower the fluid penetration into the formation, and thus the losses during drilling operation come down consequently. The resultant outcome means improved filtration of the drilling fluid. Test findings (Table 1) showed that AG polymer reduced the permeability of the base mud cake by 60% therefore is less permeable and more favorable than other additives.

Thermal Properties

Loss of fluid is not only the right task in drilling processes but one of the most important parameters. Another suitable criterion for determining the usefulness of drilling fluid is related to thermal properties, including the cooling of drills.

Therefore, the thermal properties of drilling fluids containing polymers were evaluated, and the results are shown in Figs. 4, 5.

Table 1 Adaptation of behavioral modeling, dispersion and permeability of fluid cake containing experimental drilling fluids

No fluid	Polymer concentration (gr)	Data of rheological model	Filtration loss (ml)	Permeability (D)
1	-	0.9912	14	11.8
2	1	0.9870	13	10.5
3	2	0.9827	12.5	10.8
4	3	0.9960	11.8	10.1
5	4	0.9921	10	7.6
6	5	0.9999	9	6.4
7	6	0.9724	8	5.1
8	1	0.9724	11	10.9
9	2	0.9779	9	9.5
10	3	0.9872	7	6.8
11	4	0.9985	5.5	5.2
12	5	0.9777	5.4	4.9
13	6	0.9956	5.2	4.7
14	1	0.9814	13	9.3
15	2	0.9804	12	9.5
16	3	0.9729	11.5	9.1
17	4	0.9724	11	8.8
18	5	0.9768	10	7.2
19	6	0.9725	9	6.1

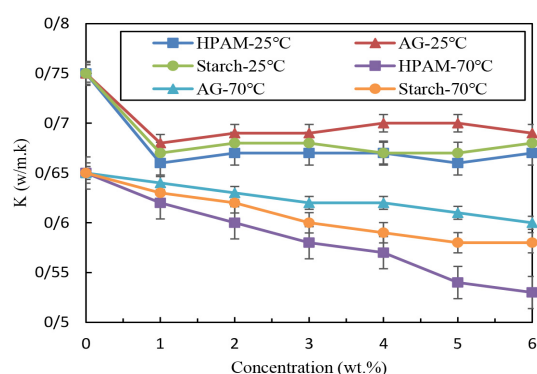


Fig. 4 Thermal conductivity of drilling fluids containing polymers at different temperature.

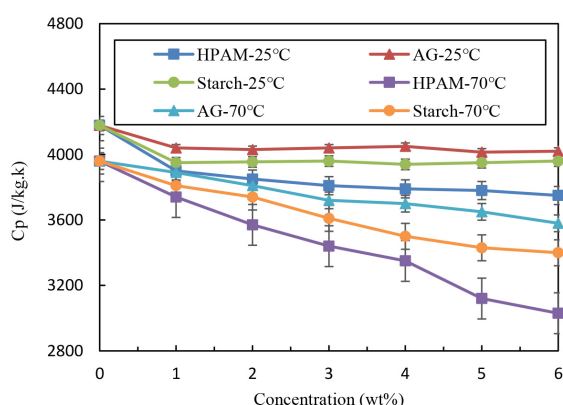


Fig. 5 Specific heat capacity of drilling fluids containing polymers at different temperatures.

As seen in the Fig. 4, the thermal conductivity of drilling fluids decreased with the addition of polymers. This phenomenon herein may be related to the structure of the polymers entirely, where chain and plate structures are often for polymers. In addition, from a point of physical view, these types of materials are basically non-conductive and therefore have not an increased effect on the overall cooling performance of the drilling fluid. A small and relatively smooth decrease in Fig. 3 for the case of AG additive denoted that by addition in concentration up to 6% by weight, the total reduction in conductivity of the drilling fluid reaches 7.5%, which compared to potato starch and HPAM reductions by 11.5% and 18.5%, respectively. Through over, it can be concluded that AG polymer has a less destructive effect than other polymers. The specific heat capacity (Fig. 5) of the base fluid was found to be 3960 J/kg-K. Moreover, by adding the polymer AG up to 6% by weight, the specific heat capacity decreased to 3580 J/kg-K, (9.5%) reduction compared to the base fluid. However, by adding Starch and HPAM, the decrease in this parameter was 14% and 23%, respectively.

To describe this phenomenon, reason by nature of the polymer's structure can be suitable. Since the structure has two parts (as told before) first part is well-dissolved and the second is non-dissolve in water. Unlike other polymers, AG can completely spread uniformly in

the aqua phase and its molecules should be in contact with each other, and this connection would increase the thermal conductivity and specific heat capacity of this polymer at both temperatures compared to other polymers. These results are in complete agreement with the findings of Sabaghi et al. [29] and Adam et al. [30], who had evaluated the effect of adding polyacrylamide and xanthan gum to water-based drilling fluids and observed that the polymers caused a decrease in the specific heat capacity of the fluid.

Conclusions

In this study, the performance of AG polymers, HPAM, and potato starch on rheological, and thermal properties as well as the filtration of drilling fluid are investigated. The rheological behavior of drilling fluids was measured with different models, including Newtonian, Power law, Herschel-Bulkeley and Bingham plastic models. In current study, the Bingham plastic model describes the behavior of fluids with higher accuracy than other models. After preparing the considered water base drilling fluid according to the standard method, its additives were prepared and tested using the considered materials in concentrations of 1 to 6 grams per liter. Experiments to determine fluid rheological properties (using Fann-35 viscometer), drilling fluid filtration (using OFITE filter press at 70 degrees Celsius and 100 psig pressure) and determining thermal properties of prepared fluids (using analyzer Thermal KD2 Pro) is performed on all 19 samples at two temperatures of 25 and 70 degrees Celsius. The following specific results have been obtained from the experimental investigation:

- 1- In the first step, the optimal concentration for astragalus polymers, potato starch and hydrolyzed polyacrylamide was obtained as 3, 4 and 2% by mass, respectively. In the obtained concentrations, the performance of the astragalus polymer is more better than the two polymers, where increased the plastic viscosity from 2.3 to 9 centipoise and the yield stress from 2.3 to 7 pounds per 100 square foot.
- 2- The results of tests on drilling fluid loss show that plant-based astragalus polymer in the highest concentration (6% by mass) has reduced fluid losses by 65% compared to other two polymers. The reason is due to the chain and plate structure of the mentioned polymer and the increase in the viscosity of the continuous phase of the fluid. Also, the permeability of the buffer fluid cake had a behavior similar to that of fluid loss.
- 3- The results of the thermal analysis tests show that the thermal conductivity of drilling fluid containing astragalus polymers, potato starch and hydrolyzed polyacrylamide is 7.5%, 11% and 18.5%, respectively. The specific heat was reduced by 9.5, 14 and 23% respectively compared to the basic drilling fluid, and astragalus polymer, in addition to having better

performance in the case of rheology and filtration, has a lower reduction effect compared to the other two investigated polymers in drill bit cooling.

4- From the comparison between potato starch and hydrolyzed polyacrylamide polymer, the relative improvement of drilling fluid filtration using hydrolyzed polyacrylamide is obtained, but drop of thermal properties of the fluid containing the potato polymer is less than the corresponding fluid with hydrolyzed polyacrylamide polymer.

5- The general resultant of the experimental observations of this research indicates that the choice of each of these polymers depends on the operational conditions and drilling process. As an example in the case of deep and high temperature wells where the heating and cooling properties of the drill bit are very important, attention to the thermal properties of the drilling fluid has a relative advantage over the permeability and loss of the fluid.

CMS: Carboxylmethyl starch

HPS: Hydroxypropyl starch

CMC: Carboxylmethyl Cellulose

HEC: Hydroxyethyl Cellulose

PAC: Polyanionic Cellulose

References

1. Kumar, A., Savari, S., Jamison, D. E., & Whitfill, D. L. (2011, April). Lost circulation control and wellbore strengthening: looking beyond particle size distribution. In AADE national technical conference and exhibition, Houston, Texas, USA (pp. 12-14).
2. Fournier, R. O. (1991). The transition from hydrostatic to greater than hydrostatic fluid pressure in presently active continental hydrothermal systems in crystalline rock. *Geophysical Research Letters*, 18(5), 955-958. doi.org/10.1029/91GL00966.
3. Srungavarapu, M., Patidar, K. K., Pathak, A. K., & Mandal, A. (2018). Performance studies of water-based drilling fluid for drilling through hydrate bearing sediments. *Applied Clay Science*, 152, 211-220. doi.org/10.1016/j.clay.2017.11.014.
4. Saboori R., Sabbaghi S., Kalantariasl A.,(2019) Improvement of rheological, filtration and thermal conductivity of bentonite drilling fluid using copper oxide/polyacrylamide nanocomposite, *Powder Technology*, Vol. 353, pp. 257-266. doi.org/10.1016/j.powtec.2019.05.038.
5. Gudarzifar, H., Sabbaghi, S., Rezvani, A., & Saboori, R. (2020). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. *Powder technology*, 368, 323-341. doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049.
6. Parvizi Ghaleh, S., Khodapanah, E., & Tabatabaei-Nezhad, S. A. (2020). Experimental evaluation of thiamine as a new clay swelling inhibitor. *Petroleum Science*, 17(6), 1616-1633. doi.org/10.1007/s12182-020-00466-6.
7. Kumar, S., Thakur, A., Kumar, N., & Husein, M. M. (2020). A novel oil-in-water drilling mud formulated with extracts from Indian mango seed oil. *Petroleum Science*, 17(1), 196-210. doi.org/10.1007/s12182-019-00371-7.
8. Li, W., Liu, J., Zhao, X., Zhang, J., Jiang, J., He, T., Liu, L., Shen, P. and Zhang, M., 2018, January. Novel modified rectorite provides reliable rheology and suspendability for biodiesel based drilling fluid. In SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition (p. D021S010R005). SPE. doi.org/10.2118/189310-MS, 29-31 January.
9. [9]. Hall, L. J., Deville, J. P., Araujo, C. S., Li, S., & Rojas, O. J. (2017, April). Nanocellulose and its derivatives for high-performance water-based fluids. In SPE International Conference on Oilfield Chemistry? (p. D011S002R003). SPE. doi.org/10.2118/184576-MS.
10. [10]. Akbari, I., & Ghoreishi, S. M. (2017). Generation of porous structure from basil seed mucilage via supercritical fluid assisted process for biomedical applications. *Int J Pharm Sci Dev Res*, 3(1), 030-035. doi.org/10.17352/ijpsdr.000014.
11. [11]. Guo, D., Yuan, T., Sun, Q., Yan, Z., Kong, Z., Zhong, L., Zhou, Y. & Sha, L. (2023). Cellulose nanofibrils as rheology modifier and fluid loss additive in water-based drilling fluids: Rheological properties, rheological modeling, and filtration mechanisms. *Industrial Crops and Products*, 193, 116253. doi.org/10.1016/j.indcrop.2023.116253.
12. [12]. Sarber J. G., Reynolds C., Michel C. M., Haag K., Morris R. A., (2010) The use of diutan biopolymer in coiled tubing drilling mud systems on the North Slope of Alaska, In: SPE/ICo TA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition, Texas, USA. doi.org/10.2118/130584-MS.
13. [13]. Villada, Y., Gallardo, F., Erdmann, E., Casis, N., Olivares, L., & Estenoz, D. (2017). Functional characterization on colloidal suspensions containing xanthan gum (XGD) and polyanionic cellulose (PAC) used in drilling fluids for a shale formation. *Applied Clay Science*, 149, 59-66. doi.org/10.1016/j.clay.2017.08.020.
14. [14]. Kafashi, S., Rasaei, M., & Karimi, G. (2017). Effects of sugarcane and polyanionic cellulose on rheological properties of drilling mud: An experimental approach. *Egyptian journal of petroleum*, 26(2), 371-374. doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.05.009.
15. Li, M. C., Wu, Q., Song, K., Lee, S., Jin, C., Ren,

- S., & Lei, T. (2015). Soy protein isolate as fluid loss additive in bentonite–water-based drilling fluids. *ACS applied materials & interfaces*, 7(44), 24799-24809. doi.org/10.1021/acsami.5b07883.
16. Salmachi, A., Talemi, P., & Tooski, Z. Y. (2016, November). Psyllium husk in water-based drilling fluids: an environmentally friendly viscosity and filtration agent. In *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference* (p. D021S030R005). SPE. doi.org/10.2118/183308-MS.
17. Okon, A. N., Akpabio, J. U., & Tugwell, K. W. (2020). Evaluating the locally sourced materials as fluid loss control additives in water-based drilling fluid. *Heliyon*, 6(5). doi.org/10.1016/j.heliyon.2020.e04091, 1-16.
18. Moslemizadeh, A., Shadizadeh, S. R., & Moomenie, M. (2015). Experimental investigation of the effect of henna extract on the swelling of sodium bentonite in aqueous solution. *Applied Clay Science*, 105, 78-88. doi.org/10.1016/j.clay.2014.12.025.
19. Al-Hameedi, A.T., Alkinani, H.H., Dunn-Norman, S., Alashwak, N.A., Alshammari, A.F., Alkhamis, M.M., Mutar, R.A. and Ashammarey, A., 2019, June. Evaluation of environmentally friendly drilling fluid additives in water-based drilling mud. In *SPE Europec featured at EAGE Conference and Exhibition?* (p. D021S003R006). SPE. doi.org/10.2118/195510-MS.
20. Al-Saba, M. T., Amadi, K. W., Al-Hadramy, K. O., Dushaishi, M. F., Al-Hameedi, A., & Alkinani, H. (2018). Experimental investigation of bio-degradable environmental friendly drilling fluid additives generated from waste. In *SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Environment, and Sustainability?* (p. D021S007R003). SPE. doi.org/10.2118/190655-MS.
21. Soleimani, K., Derakhshankhah, H., Jaymand, M., & Samadian, H. (2021). Stimuli-responsive natural gums-based drug delivery systems for cancer treatment. *Carbohydrate polymers*, 254, 117422. doi.org/10.1016/j.carbpol.2020.117422.
22. Mahamadou, A. S., Jun, G., Miamouna, M. I., Magaji, A., & Issoufou, A. (2024). Improved Rheological Properties and Lubricity of Drilling Fluids at Extreme Temperatures and Pressures Using Graphene Oxide and Flowzan. *SPE Journal*, 29(11), 5858-5874. doi.org/10.2118/223077-PA.
23. API (American Petroleum Institute). (2003) Recommended practice for field testing water-based drilling fluids, 3rd ed., API 13B-1.
24. Ismail, A. R., Mohd, N. M., Basir, N. F., Oseh, J. O., Ismail, I., & Blkooor, S. O. (2020). Improvement of rheological and filtration characteristics of water-based drilling fluids using naturally derived henna leaf and hibiscus leaf extracts. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(8), 3541-3556. doi.org/10.1007/s13202-020-01007-y.
25. Raheem, A. M., & Vipulanandan, C. (2022). Characterizing distinctive drilling mud properties using new proposed hyperbolic fluid loss model for high pressure and high temperature conditions. *Journal of King Saud University-Engineering Sciences*, 34(3), 217-229. doi.org/10.1016/j.jksues.2020.10.002.
26. Bahrainian, S. S., Nabati, A., & Haji Davalloo, E. (2018). Improved rheological model of oil-based drilling fluid for South-western Iranian Oilfields. *Journal of Petroleum Science and Technology*, 8(3), 53-71. doi: 10.22078/jpst.2017.2706.1459.
27. Salehnezhad, L., Heydari, A., & Fattahi, M. (2019). Experimental investigation and rheological behaviors of water-based drilling mud contained starch-ZnO nanofluids through response surface methodology. *Journal of Molecular Liquids*, 276, 417-430. doi.org/10.1016/j.molliq.2018.11.142.
28. Ward, I., Chapman, J. W., & Williamson, R. (1999, February). New viscosifier for water based muds based on a genetically modified starch. In *SPE International Conference on Oilfield Chemistry?* (pp. SPE-50723). SPE. doi.org/10.2118/50723-MS.
29. Gudarzifar, H., Sabbaghi, S., Rezvani, A., & Saboori, R. (2020). Experimental investigation of rheological & filtration properties and thermal conductivity of water-based drilling fluid enhanced. *Powder technology*, 368, 323-341. doi.org/10.1016/j.powtec.2020.04.049.
30. Bavoh, C. B., Adam, J. M., & Lal, B. (2022). Specific heat capacity of xanthan gum/PAC polymer-based drilling fluids: An experimental and correlation study. *Materials Today: Proceedings*, 57, 1002-1007. doi.org/10.1016/j.matpr.2021.08.028.