مطالعه آزمایشگاهی و ارزیابی عملکرد انواع بازدارنده‌ها و جلوگیری کننده از چسبندگی رس‌ها به مته و انتخاب مؤثرترین افزایه‌ها و غلظت‌های بهینه آن جهت کاهش چسبندگی رس

مهدی نظری صارم

گروه مهندسی نفت، معدن و مواد، دانشکده عمران و منابع زمین، دانشگاه آزاد اسلامی واحد تهران مرکزی، تهران،ایران

تاریخ دریافت: ۱۴۰۲/۰۷/۱۵ تاریخ پذیرش: ۱۴۰۳/۰۲/۲۵

چکیده

مشکلات حفاری در شیل‌های فعال یکی از مسائل اساسی صنعت حفاری به شمار می‌رود. در زمان عملیات حفاری در این سازندهای شیلی و استفاده از سیال حفاری پایه آبی به دلیل حساس بودن شیل از لحاظ فیزیکی و شیمیایی در اثر جذب آب توسط کانی‌های رسی، ناسازگاری بین سنگ و سیال باعث تورم و ریزش شده و مشکلاتی مانند ناپایداری دیواره چاه، چسبندگی لوله‌ها و گلی شدن مته را پدید می‌آورند. با وجود عملکرد خوب گل‌های حفاری پایه روغنی جهت رفع مشکلات حفاری در شیل‌ها، این گل‌ها کاستی‌هایی نظیر آلودگی زیست محیطی،مشکلات دفع پسماند و هزینه‌های فراوان نیز به همراه دارند. گل‌های حفاری پایه آبی گزینه‌هایی هستند که در صورت بازده مناسب می‌توانند با اضافه شدن مواد جلوگیری کننده، کنترل کننده و یا روان کننده جایگزین گل‌های پایه روغنی شوند. وقوع مشکل گلی (توپی) شدن مته حفاری بیشتر در سازندهای شیلی نرم و مته‌های PDC می‌باشد و دلایل دیگری نظیر وزن بیش از حد روی مته، ROP کم، وزن گل و دیگر پارامترها می‌توانند در تشدید این موضوع نقش داشته باشند که در این تحقیق یکی از فازهای پارس جنوبی مورد بررسی قرار گرفته است. از آنجایی‌که ۷۰ تا ۸۰٪ سازندهای حفاری شده در جهان شیلی و سنگ رسی می‌باشند لذا با در نظر گرفتن مسائل اقتصادی جهت کاهش هزینه‌های چاه، با اضافه کردن یکسری مواد کنترل کننده و بازدارنده (Inhibitor) نظیر Lubricity Agent،Glycol؛ KCL، PHPA و .....در جهت جلوگیری از واکنش شیل با آب و یا برطرف کردن چسبندگی رس‌ها به مته با توجه به مطالعات آزمایشگاهی تلاش شده است. در این تحقیق با استفاده از افزودنی‌های گوناگون با در نظر داشتن ویژگی‌ها و عملکردشان با انجام Bit Balling Removal Test برای تعیین بهینه‌ترین غلظت‌ها و مقایسه این افزودنی‌ها با یکدیگر نسبت به زمان در راستای بر طرف کردن این مشکل سعی شده است.

کلمات کلیدی: سازند شیلی، سیال حفاری پایه آبی، تورم رس، گلی شدن مته، بازدارنده.

*مسؤول مکاتبات
آدرس الکترونیکی mah.nazari_sarem@iauctb.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2024.4939.3203)

پژوهش نفت شماره ۱۴۱، خرداد و تیر ۱۴۰۴، صفحه ۱۳۸-۱۲۹

مقدمه

مشکلات ناشی از سازندهای شیلی در هنگام عملیات حفاری در مواجه با سیال حفاری پایه آبی که به دلیل خصوصیات کانی‌های رسی در شیل از لحاظ ساختمانی تشکیل شده و یون‌های تشکیل‌دهنده در اثر جابه‌جایی کاتیونی منجر به پراکندگی و تورم رس‌ها شده و باعث ناپایداری چاه، کاهش تراوایی (در EOR و یا Tripping، Bit Balling، Well Completion) Resistance و مشکلاتی دیگر در چاه حفاری می‌شود. بنابراین تشخیص به موقع این موضوع برای جلوگیری از بدتر شدن شرایط امری مهم می‌باشد [۱ و ۲].

با توجه به بروز این مشکل در چاه‌های حفاری شده پارس جنوبی و مطالعه تجربیات گذشته که مهمترین آن در چاه‌های میدان کوپال مورد بررسی و ارزیابی قرار گرفته مبین این موضوع است که گزارشات شرکت ملی مناطق نفت خیز جنوب به طور کامل با نتایج حاصل از این تحقیق مطابق می باشد.

عوامل و پارامترهای حفاری برای حل این مشکل اعم از طراحی هیدرولیکی و انتخاب مناسب نوع مته مورد استفاده، فشار هیدرواستاتیکی، وزن روی مته، توجه به نوع سازند و کانی‌های تشکیل‌دهنده در انتخاب مناسب افزودنی‌ها و بازدارنده‌ها و کنترل کننده‌ها و نوع سیال حفاری که در جهت جلوگیری و یا برطرف کردن این مشکل است باید در نظر گرفته شود. دقت به علل اصلی و شیمیایی در وقوع این پدیده برای انتخاب نوع بازدارنده‌ها حائز اهمیت می‌باشد. (Anti-Polyamine، NACL، KCL/PHPA Anti-Balling، Glycol، Surfactant، Accretion)

ذرات کانی‌های رسی از لحاظ الکتریکی دارای بار منفی روی سطح خود می‌باشند در نتیجه در برخورد با یک عامل قطبی، دو قطبی یا سه قطبی نظیر آلومینیوم، پتاسیم و..... تمایل دارند که به تعادل برسند که درمواجه با مولکول‌های آب و نفوذ آب به داخل لایه‌های رس (C-Spacing) فضای باعث هیدراتاسیون شده و یک انبساط فیزیکی را ایجاد می‌کند [۲].

KCL به‌دلیل جایگیری بهتر در ساختمان رس‌ها و کوچک بودن از لحاظ مولکولی بهترین بازدارنده یونی جهت جلوگیری از Bit Balling می‌باشد. مواد اصلی دیگر مانند Nacl جهت جلوگیری از پراکندگی رس و Polyamineها و طراحی‌های مختلف PHPA برای جلوگیری و برطرف کردن این مشکل استفاده می‌شوند. بر اساس داده‌های جمع‌آوری شده میدانی و آزمایشگاهی، نشان‌دهنده این است که شیل‌های شامل درصدهای زیاد Smectite و به‌ویژه Kaolinite در کانی‌های رس هستند وقتی در معرض سیال حفاری پایه آبی قرار می‌گیرند خیلی بیشتر باعث Accretion شده و تورم را در پی دارد. استفاده از سیستم سیال حفاری نوین با بازدارنده‌ها و عملکرد روان‌سازها که نزدیک به سیال حفاری پایه روغنی بوده به‌طور مؤثر می‌تواند در شیل‌های فعال جهت حل مشکلات slow ROP، Bit balling، mud-making، و موارد دیگر مناسب باشد [۳].

توجه به این نکته بسیار مهم است که بیشتر مشکلات در رابطه با این سازندها به دلیل هیدراته شدن شیل‌ها در اثر نفوذ سیال از گل‌های پایه آبی به درون سازند شیلی است، که باعث کاهش مقاومت و منجرب بروز تورم و ناپایداری می‌گردد. بر این اساس میتوان بیان نمود که برطرف کردن آن می‌تواند مهمترین عامل افزایش سرعت مته باشد [۴].

روش انجام کار

در این رساله روش تحقیق بر اساس مطالعات و کارهای آزمایشگاهی است. تمام تست‌هایی که در این تحقیق انجام شده بر اساس استاندارد API برای بررسی و مقایسه بهترین افزودنی‌ها و غلظت‌هایشان با یکدیگر در جهت رفع مشکل گلی شده مته در شرکت سیالات حفاری پارس انجام شده است.

در بحث آزمایشات متداول مربوط به گلی شدن مته، در یک روش با اعمال تمهیدات لازم روی سیال حفاری پایه آبی درجهت جلوگیری از رخ داد این امر با انجام آزمایش Rolling Bar accretion test method تلاش می‌شود و در روشی دیگر برای از بین بردن مشکل گلی شدن مته بعد از وقوع این امر با انجام آزمایش Bit Ball Removal test صورت می‌گیرد. در این تحقیق از روش دوم برای برطرف کردن مشکل گلی شدن مته به‌صورت کمی و کیفی (مقایسه‌ای) تلاش شده است [۳].

مراحل انجام آزمایش (Bit Balling Removal)

لازم به ذکر است در این آزمایشات استاندارد /ANSI API SPECIFICATION 13A به طور کامل رعایت گردیده است.گام اول: ساختن plug گل (۲۰ درصد وزنی آب) با جرم و حجم ثابت با خاک رس یا استفاده از نمونه شیل میدانی که چسبندگی بالایی دارد.

گام دوم: قرار دادن گل درست شده بر روی shaft) دارای وزن مشخص) به‌طوریکه محکم به میله چسبیده شده باشد.

گام سوم: درست کردن سیستم سیال با میزان مشخص افزودنی‌های مورد نظر به صورت محلول cc200 و ریختن آن در یک بشر با وزن اندازه‌گیری شده، با توجه به نوع ماده افزودنی نوع میکسر و مدت زمان تهیه محلول مورد نظر در هر آزمایش متفاوت می‌باشد [۴].

گام چهارم: قرار دادن میله (plug گل چسبیده شده) در درون سیال درست شده (بشر)در دستگاه overhead stirrer و چرخش آن با ۲۳۰ RPM در مدت زمان‌های ۱، ۵ ، ۱۰ و ۱۵ min ،که بعد از هر زمان با اندازه‌گیری وزن ظرف و سیال میزان گل باقیمانده روی میله یا مقداری که زدوده شده است محاسبه می‌شود.

با توجه به قانون پایستگی جرم باید مجموع وزن ظرف و سیال و گل چسبیده شده با میله در ابتدا و انتهای آزمایش با هم برابر باشند. با اندازه‌گیری وزن ظرف و سیال و مقدار وزن plug گلی قبل از شروع آزمایش، بعد از هر بار وزن کردن ظرف و سیال در زمان‌های معلوم میزان گلی که از میله جدا شده و وارد سیال می‌شود یا مقدار سیالی که از ظرف جذب plug گلی شده است محاسبه می‌شود.

$$W_{plug}+W_{سیال}=W'_{plug}+W'_{سیال}$$

$$W'_{plug}=W_{plug}-\text{میزان سیال جذب شده}+\text{میزان گل زوده شده}$$

$$W'_{سیال}=W_{سیال}-\text{میزان گل وارد شده به سیال}+\text{میزان سیال جذب شده به گل}$$

چون دو معادله دو مجهول داریم با داشتن Wplug و W سیال و با به‌دست آوردن وزن W’ سیال میزان W’plug محاسبه می‌شود. با توجه به برطرف کردن مشکلات ناشی از سازندهای شیلی درکمترین و سریعترین زمان ممکن اعم از توپی شدن (گلی) مته حفاری، از حیث مسائل اقتصادی مهم می‌باشد لذا نتایج عملکرد انواع افزایه‌ها با غلظت‌های متفاوت بر اساس زمان در جهت برطرف کردن این مشکل مد نظر می‌باشد [۴].

قبل از پرداختن به تحلیل داده‌ها نکات زیر را باید نظر گرفت:

۱- مته توپی شده نتیجه عمده فرآیند شیمیایی/یونی بین مته و سازند/سیال حفاری است.

بهترین انتخاب این است که از پیش روی سیال حفاری برای جلوگیری از گلی شدن مته اقدامی انجام شود.

۲- روش متداول برای برطرف کردن مشکل توپی شدن، پمپ کردن آب نمک اشباع است که رس‌های دور مته را بر اساس جریان تلاطمی در اطراف مته از بین می‌برد. این یک روش فیزیکی است که در اغلب اوقات با مخلوط کردن همراه پوست گردو برای از بین بردن رس اطراف مته استفاده می‌شود.

۳- اضافه کردن گازوئیل یا روان سازها به سیال حفاری منجر می‌شود یک غشای چرب بین گل و مته به‌وجود آید و باعث کاهش تمایل مته به رس و در نتیجه کاهش امکان وقوع گلی شدن مته را داشته باشیم. از این رو باید درصد بهینه محاسبه شده‌ای از روان‌سازها مورد استفاده قرار گیرد زیرا

استفاده نادرست از نوع و میزان روان کننده‌ها می تواند شرایط وقوع گلی شدن مته را تشدید کند [۵].

۴-PH سیال حفاری یکی از مواردی است که روی فعالیت رس‌ها تأثیر می‌گذارد و مشاهده شده با PH بالای ۱۲، تمام کنده‌های چسبیده شده به BHA و مته پراکنده و زدوده شده‌اند.

۵- تجربیات نشان داده است که در صورت عدم توانایی از SCE برای زدودن جامدات، مته گرایش بیشتری به توپی شدن دارد. بنابراین کنترل کردن درصد جامدات و MBT شاخصه مهمی برای جلوگیری کردن از گلی شدن مته می‌باشند.

۶- استفاده کردن از پلیمرها در جلوگیری کردن از این مشکل مؤثر هستند، تا آنجایی‌که پلیمرها (PHPA) با فرآیند کپسوله‌سازی غشای روی رس‌ها، منجر به این می شوند که رس‌های آزاد کمتری در گل موجود باشند تا واکنش یونی را به مته اعمال کنند.

۷- مصرف نشاسته و پلی آنیونیک سلولز به نسبت ناکافی با توجه به توزیع بار منفی ممکن است باعث Balled up شدن مته شود.

۸- اضافه کردن گلایکول و روان‌کننده می‌تواند با فراهم آوردن یک لایه از چسبیدن ذرات رس به مته و BHA جلوگیری کند.

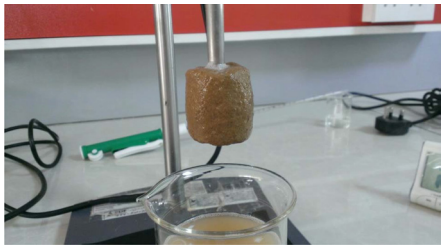
استفاده از Drilling Detergent(DD) و Clean surf pill

فراهم کردن clean surf pill یا DD و پمپ کردن به صورت دوره‌ای و اینکه بگذاریم BHA برای مدت زمانی در پیل غوطه‌ور باشد (جدول ۱).

بررسی‌های آزمایشگاهی نشان می‌دهد در استفاده از Detergent (kemdet1080) بهترین نتایج به‌دست آمده در غلظت ۱۰٪ از این ماده می‌باشد و با افزایش غلظت حالت Reverse یونی (اسمز معکوس) صورت می‌گیرد (شکل ۱ و جدول ۲). بررسی‌های آزمایشگاه مبین این است که بهترین نتیجه در غلظت ۱٪ از این ماده می‌باشد که در مجموع مشاهدات کیفی آزمایشی عملکرد دیرتری نسبت به نمونه خارجی با گذشت زمان دارد [۵].

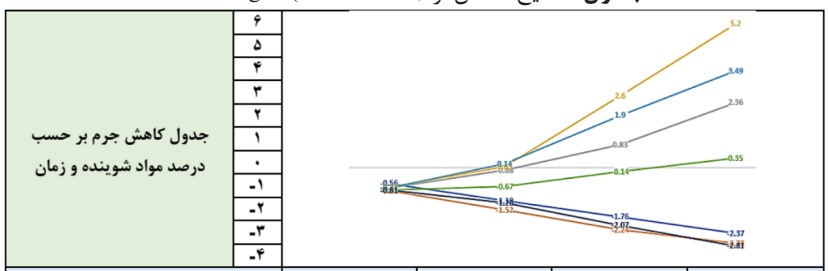
استفاده از Glycols

اندازه‌گیری‌های جذب سطحی نشان می‌دهد که گلایکول در شیل جایگزین آب می‌شود، نتیجه آن تغییرات در ترکیب‌بندی منفذی سیال است. در اصل گلایکول به عنوان یک چسب نافذ عمل می‌کند که اعتقاد بر این است از طریق اثرات پیوند هیدروژنی شیل را تقویت می‌کند.



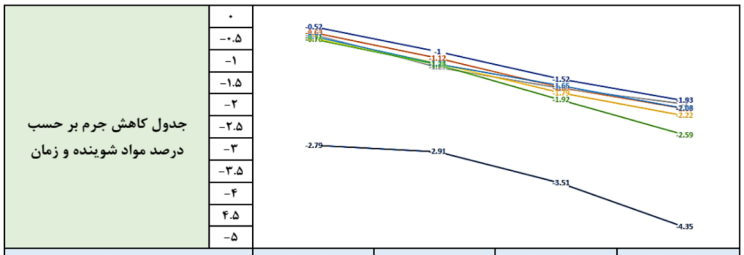
شکل ۱ میزان گل زدوده شده و باقیمانده روی shaft

جدول ۱ نتایج حاصل از Detergent(kemdet1080)



درصد مواد	دقیقه ۱	دقیقه ۵	دقیقه ۱۰	دقیقه ۱۵
DETERGENT ۱٪	-۰.۵۶	-۱.۱۹	-۱.۷۶	-۲.۳۷
DETERGENT ۳٪	-۰.۸۲	-۱.۵۲	-۲.۲۴	-۲.۷۳
DETERGENT ۵٪	-۰.۷۲	-۰.۰۸	۰.۸۳	۲.۳۶
DETERGENT ۱۰٪	-۰.۶۹	۰.۰۵	۲.۶	۵.۲
DETERGENT ۱۵٪	-۰.۷۱	۰.۱۴	۱.۹	۳.۴۹
DETERGENT ۲۰٪	-۰.۸۱	-۰.۶۷	-۰.۱۴	۰.۳۵
DETERGENT ۵۰٪	-۰.۸۱	-۱.۲۶	-۲.۰۷	-۲.۸۱

جدول ۲ نتایج حاصل از Clean Surf



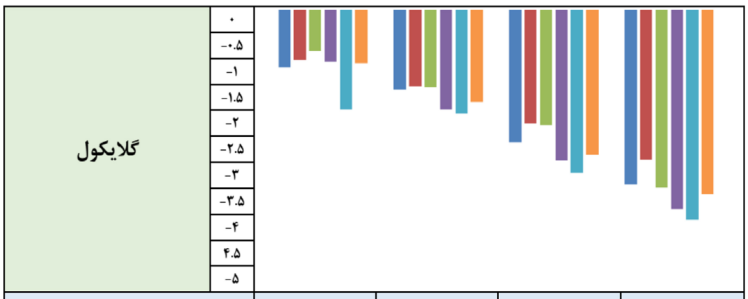
درصد مواد	دقیقه ۱	دقیقه ۵	دقیقه ۱۰	دقیقه ۱۵
Clean Surf ۱٪	-۰.۵۲	-۱	-۱.۵۲	-۱.۹۳
Clean Surf ۳٪	-۰.۶۳	-۱.۱۲	-۱.۶۹	-۲.۰۹
Clean Surf ۵٪	-۰.۶۷	-۱.۲۹	-۱.۷۰	-۲.۰۰
Clean Surf ۱۰٪	-۰.۷۳	-۱.۲۲	-۱.۷۹	-۲.۲۲
Clean Surf ۱۵٪	-۰.۷۱	-۱.۲۳	-۱.۶۵	-۲.۰۸
Clean Surf ۲۰٪	-۰.۷۶	-۱.۲۵	-۱.۹۲	-۲.۵۹
Clean Surf۵۰٪	-۲.۷۹	-۲.۹۱	-۳.۵۱	-۴.۳۵

با توجه به انواع گلایکول‌های استفاده شده در غلظت‌های ۵٪ و ۱۰٪ بهترین نتایج بین این دو غلظت مورد نظر است که مشاهده می‌شود GLYCOL LUB III با غلظت ۵٪ وزنی آب کمترین افزایش حجم روی پلاگ گل را داشته است (جدول ۳).

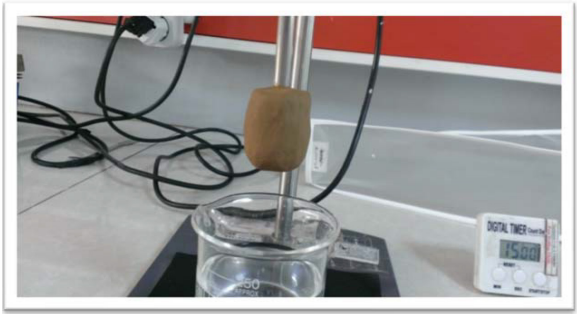
استفاده از لیگنوسولفونات،آب نمک اشباع و پتاسیم کلرید

لیگنوسولفونات (افزودنی‌های کاهنده آب) به میزان ۱ و ۲و ۳ پوند مورد استفاده قرار گرفته به منظور آزاد ساختن آب به دام افتاده با کاهش جاذبه سطحی ذرات گل نسبت به یکدیگر که موجب روان‌کنندگی نیز می‌شود [۵]. از آنجایی‌که kcl یکی از مهمترین عوامل بازدارندگی می‌باشد مشاهده می‌شود که در استفاده از غلظت ۲۵٪ از این ماده کمترین افزایش وزن را روی پلاگ داشته و باعث شده است که آب کمتری از طرف سیال به گل جذب شود. همچنین در استفاده از آب نمک اشباع که موجب افزایش وزن مخصوص شده مشاهده می‌شود که گل روی میله افزایش حجم یافته و در نتیجه کاهش چسبندگی ایجاد شد که نیازمند یک جریان و نیروی هیدرولیکی سیال برای زدودن گل روی میله می‌باشد (شکل‌های ۴-۲).

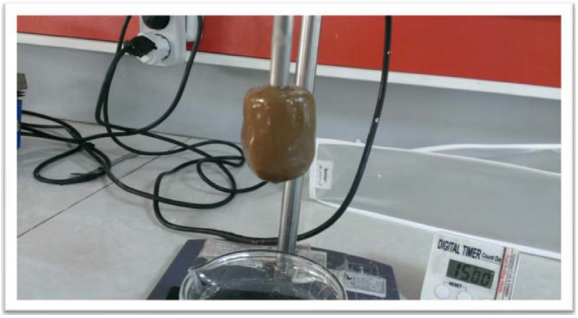
جدول ۳ بهترین نتایج حاصل از گلایکول بین دو غلظت ۵٪ و ۱۰٪



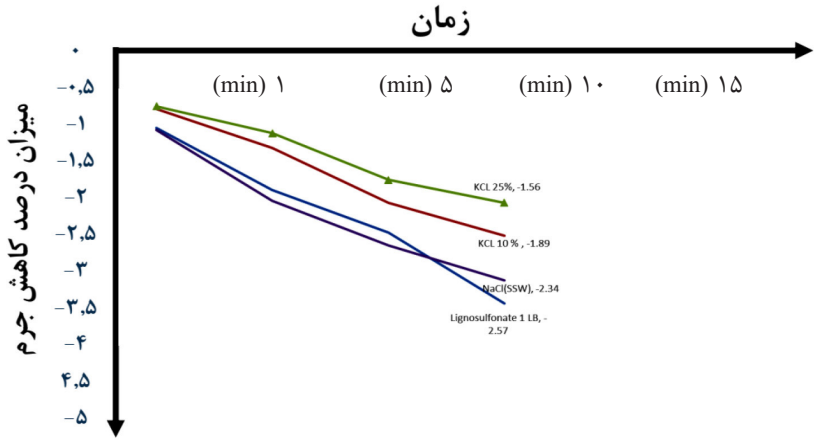
درصد مواد	دقیقه ۱	دقیقه ۵	دقیقه ۱۰	دقیقه ۱۵
Clean Surf ۱٪	-۰.۵۲	-۱	-۱.۵۲	-۱.۹۳
Clean Surf ۳٪	-۰.۶۳	-۱.۱۲	-۱.۶۹	-۲.۰۹
Clean Surf ۵٪	-۰.۶۷	-۱.۲۹	-۱.۷۰	-۲.۰۰
Clean Surf ۱۰٪	-۰.۷۳	-۱.۲۲	-۱.۷۹	-۲.۲۲
Clean Surf ۱۵٪	-۰.۷۱	-۱.۲۳	-۱.۶۵	-۲.۰۸
Clean Surf ۲۰٪	-۰.۷۶	-۱.۲۵	-۱.۹۲	-۲.۵۹
Clean Surf۵۰٪	-۲.۷۹	-۲.۹۱	-۳.۵۱	-۴.۳۵



شکل ۲ پلاگ گل در ابتدا قبل از شروع استفاده از NaCl(SSW)



شکل ۳ گل باقیمانده روی شفت در آخر آزمایش استفاده از NaCl(SSW)



شکل ۴ تأثیر قلیایی و اسیدی بودن محلول

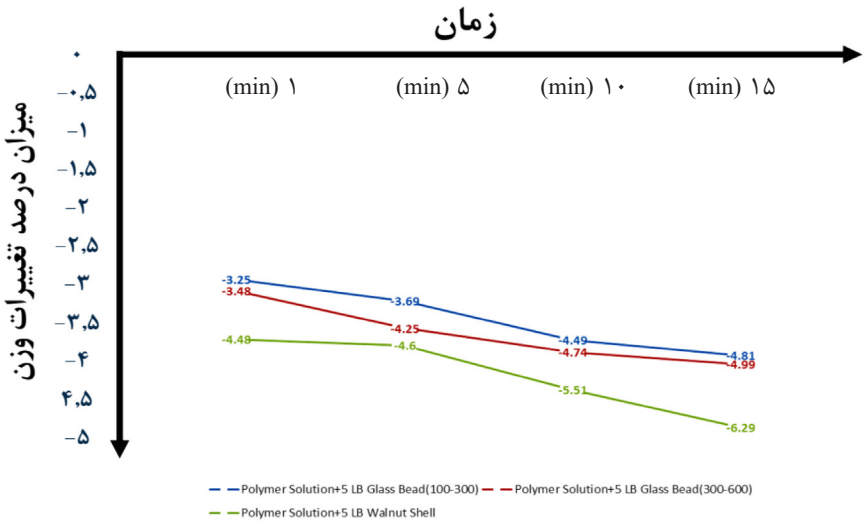
بررسی تأثیر تغییر PH (اسید سیتریک و سدیم هیدروکسید)

از آنجا که کانی‌های رس در مواجهه با مواد شیمیایی حساسند و حضور مواد شیمیایی در این نوع خاک می‌تواند بر ساختار و خصوصیات آن تأثیر بگذارد، لذا با توجه به ماهیت اسیدی / قلیایی، بررسی تغییرات خواص فیزیکی و مکانیکی خاک رس تحت تاثیر این مواد از اهمیت بالایی برخوردار است [۶]. وجود هر دوی اسید و باز در خاک رس کائولینیت باعث افزایش حد روانی (LL)، دامنه خمیری و نفوذپذیری و کاهش پارامترهای مقاومت برشی خاک می‌گردد. همچنین اسیدی و یا بازی شدن محیط خاک رس می‌تواند منجر به افزایش مقدار نشست و تسریع زمان تحکیم گردد (شکل ۴).

با توجه به مشاهدات آزمایشگاهی در استفاده از NaOH، صرف نظر از میزان جذب بیشتر سیال به پلاگ گلی نسبت به مقدار زدوده شده دارای نتایج بهتری در مقایسه با سیتریک اسید بوده است [۷].

استفاده از پلیمر همراه پودر شیشه مخصوص حفاری و پوست گردو

نتایج آزمایشگاهی نشان می‌دهد که گلاسبید باعث کاهش کشسانی مولکولی خاک تحت حفاری می‌گردد؛ همچنین، این کاهش کشسانی مولکولی در شکل ۵ که نشانگر مقایسه در استفاده از پلیمر زانتان گام بر حسب میزان تغییرات وزن در طی زمان است، مشاهده می‌شود. با توجه به محلول پلیمری درست شده در این آزمایش و نیز استفاده از پوست گردو به عنوان یک عامل فیزیکی برای برطرف کردن مشکل، به‌دلیل بزرگ بودن پلیمر از لحاظ مولکولی به همراه پوست گردو مشاهده می‌شود که در جذب سیال به گل روی میله با افزایش وزن بیشتری مواجه هستیم (شکل ۶).



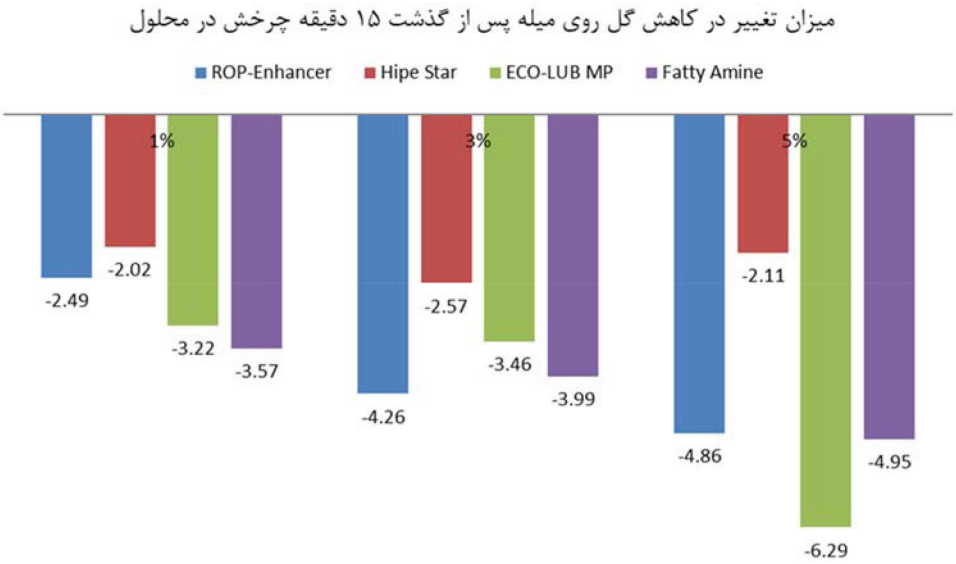
شکل ۵ مقایسه در استفاده از پلیمر زانتان گام

شکل ۶ محلول پلیمری و سیال جذب شده به پلاگ گلی

LUB MP و FATTY AMINE در غلظت‌های ۱ و ۳ و ۵ درصد وزنی آب نشان می‌دهد که درهنگام تهیه محلول Eco-Lub MP با توجه به مدت زمان میکس کردن افزایش حجم در سیال را خواهیم داشت و همچنین در استفاده از ROP-Enhancer در حین آزمایش محلول به‌صورت نیمه دوفازی (درسطح) در می‌آید [۸]. با توجه به نتایج زیر در استفاده از Hipe Star کمترین افزایش وزن را روی پلاگ گلی مشاهده می‌شود (شکل ۷).

مقایسه برخی افزایه‌های دارای روان کنندگی

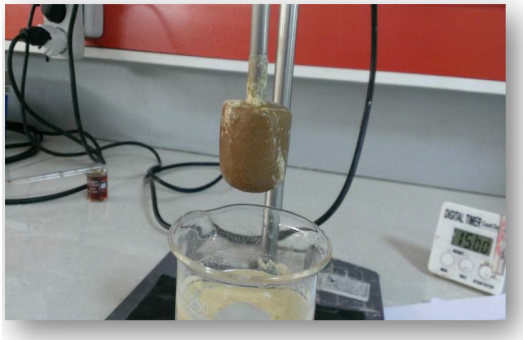
مقایسه مواد ROP-ENHANCER،HIPE STAR،ECO-



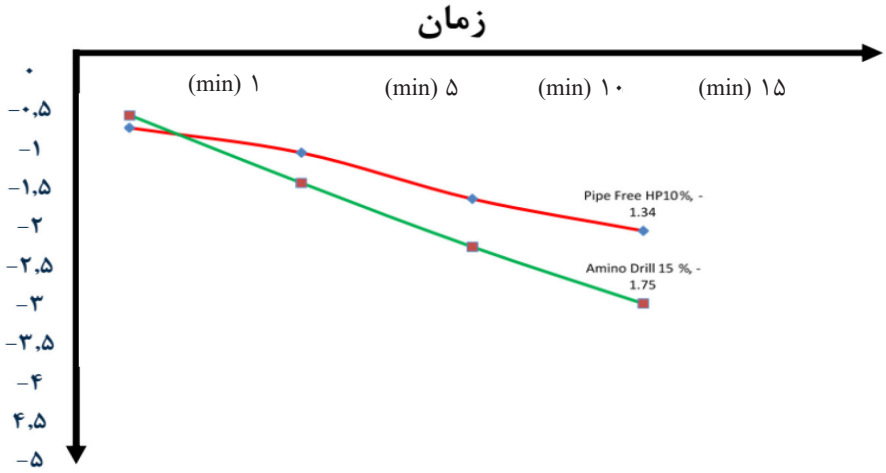
شکل ۷ مقایسه افزایه‌های Hipe Star، ROP-Enhancer، Eco-Lub MP و Fatty Amine.

با افزایش غلظت در Eco-Lub MP و Fatty Amine افزایش وزنی که به سبب جذب سیال از محلول به گل روی میله می‌باشد بیشتر شده و در استفاده از ROP-Enhancer و Hipe Star در غلظت ۳٪ افزایش جذب سیال روی پلاگ و در غلظت ۵٪ کاهش را مشاهده می‌کنیم [۹]. در نتیجه با توجه به مطالبی که پیشتر ذکر شد استفاده بهینه در انتخاب نوع و میزان روان کننده در بهترشدن یا بدتر شدن شرایط مهم می‌باشد (شکل ۸).

مقایسه مواد Pipe Free HP در غلظت‌های ۱، ۳، ۵، ۱۰، ۲۰٪ و Amino Drill در غلظت‌های ۳، ۵، ۱۰، ۱۵ و ۲۰ درصد وزنی آب نشان می‌دهد که بهترین غلظت در استفاده از Pipe Free HP 10٪ و Amino Drill 15% می‌باشد [۱۰]. در مجموع نسبت به افزایه‌های روان کننده قبلی جذب سیال کمتری را روی گل داشته است (شکل ۹).



شکل ۸ پلاگ باقیمانده در آخر آزمایش (ROP-Enhancer 1%)



شکل ۹ مقایسه دو افزایه Pipe Free HP و Amino Drill

نتیجه‌گیری

با توجه به تست‌های انجام شده و بررسی داده‌های به‌دست آمده برای مقایسه عملکرد انواع افزایه‌ها با در نظر داشتن ویژگی‌های مختص به هر کدام و نوع روش برطرف کردن مشکل گلی شدن مته به‌طور فیزیکی و شیمیایی و یا همزمان، به نتیجه‌گیری‌های حاصل می‌پردازیم. لازم به ذکر است داده‌های به‌دست آمده در استفاده از جلوگیری کننده‌ها و برطرف کننده‌ها با در نظر گرفتن یکی از بیشترین حالت‌های چسبندگی خاک رس و جذب آب در استفاده از تست زدودن و ممانعت از توپی شدن مته صورت گرفته است.

نتایج به‌دست آمده از آزمایشات انجام شده با استفاده از انواع بازدارنده‌ها و برطرف کننده ها در غلظت های مختلف و مقایسه آنها با در نظر داشتن خصوصیات و عملکردشان در روش‌های گوناگونی (فیزیکی یا شیمیایی) نظیر ساییدن، هیدراتاسیون، دی هیدراتاسیون، روان کنندگی، تغییر در ترشوندگی، کاهش کشش سطحی و ..... برای زدودن گل چسبیده شده می‌باشد.

افزایش غلظت افزایه‌ها همیشه به معنی عملکرد بهتر آن ماده نمی‌باشد و در بعضی موارد موجب بدتر شدن شرایط می‌شود، در نتیجه استفاده از غلظت بهینه در بر طرف کردن مشکل بیشترین بازده را نشان می‌دهد [۱۱].

میزان ضریب چسبندگی و مقدار گل چسبیده شده به مته در میزان زمان عملکرد افزایه مورد نظر مؤثر بوده و در تعیین غلظت بهینه نقش دارد.داده‌های به‌دست آمده در استفاده از روان کننده‌ها نشان می‌دهد که روان سازها همیشه موجب بهبود شرایط شیل یا گل چسبیده شده به مته نمی‌شوند، در واقع انتخاب نادرست نوع روان‌کننده می‌تواند باعث افزایش تمایل جذب آب توسط نمونه گل شود و این امر وابستگی بالایی به لیتولوژی سازندی دارد. افزودنی‌هایی با وزن مولکولی بالا مانند PHPA بر روی سطوح شیل قرار می‌گیرند و از جذب بیشتر آب توسط گل جلوگیری می‌کنند که این امر مقاومت دیواره چاه را در مقابل ریزش افزایش می‌دهد. در استفاده از محلول اسیدی یا بازی برای تغییر PH عموماً نتایج حاصله با اختلاف کمی نزدیک به هم می‌باشند. با مقایسه انواع افزایه‌های استفاده شده به این نتیجه می‌رسیم که هر برطرف کننده‌ای نمی‌تواند باعث جلوگیری از توپی‌شدن مته شود و همچنین هر بازدارنده و جلوگیری کننده‌ای نمی‌تواند نقش زدودن گل چسبیده شده به مته را ایفا کند. از آنجایی‌که میزان چسبندگی و گلی شدن مته با توجه به نوع سازند شیلی، شرایط حفاری و نوع مته می‌تواند متفاوت باشد. نتایج حاصل در استفاده از انواع بازدارنده‌ها و افزایه‌ها برای برطرف کردن این مشکل متفاوت بوده و در بعضی موارد در هیچ یک از آنها نتیجه ثمر بخشی به‌دست نمی‌آید که در این راستا جهت کاهش عدم قطعیت آزمایشات انجام شده در هر میدان باید به صورت ویژه انجام پذیرد تا نتایج بهتری به‌دست آید.

پدیده گلی (توپی) شدن مته حفاری همواره یکی از مسائل مهم در حفاری سازندهای شیلی به‌شمار می‌رود که از میدانی به میدانی دیگر و از سازندی به سازندی دیگر متفاوت می‌باشد. لذا هر پژوهشی در این زمینه علاوه بر روشن ساختن سؤالات مورد بحث، سبب به‌وجود آمدن سؤالات جدید خواهد شد که راه را برای مطالعات بیشتر فراهم خواهد ساخت.

در این پروژه پیشنهاد می‌گردد که آزمایش‌ها در محدوده وسیع‌تری از افزودنی‌ها به‌کار گرفته شود تا عکس‌العمل هر ماده در مقابل هر سازند با هر لیتولوژی مورد ارزیابی قرار گیرد. همچنین متغیرهایی دیگری مانند میزان فشار، دما، نیروی هیدرولیکی جریان سیال اعمال شود. آزمایش‌ها برای نمونه شیل‌های مختلف سازندی انجام شود تا عملکرد آنها به بهترین شکل ممکن در سازندهای مختلف پیشبینی گردد.

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]. Feng, Y., Jones, J. F., & Gray, K. E. (2016). A review on fracture-initiation and-propagation pressures for lost circulation and wellbore strengthening. SPE Drilling & Completion, 31(02), 134-144. doi.org/10.2118/181747-PA.

[3]. Power, D., Ivan, C. D., & Brooks, S. W. (2003, April). The top 10 lost circulation concerns in deepwater drilling. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (pp. SPE-81133). SPE. doi.org/10.2118/81133-MS.

[4]. Nayberg, T. M. (1987). Laboratory study of lost circulation materials for use in both oil-based and water-based drilling muds. SPE Drilling Engineering, 2(03), 229-236. doi.org/10.2118/14723-PA .

[5]. Savari, S., Kumar, A., Whitfill, D. L., & Jamison, D. E. (2011, June). Improved lost circulation treatment design and testing techniques minimize formation damage. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (pp. SPE-143603). SPE. doi.org/10.2118/143603-MS .

[6]. Nasiri, A., Ghaffarkhah, A., Moraveji, M. K., Gharbanian, A., & Valizadeh, M. (2017). Experimental and field test analysis of different loss control materials for combating lost circulation in bentonite mud. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 44, 1-8. doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.004.

[7]. Corley, W. T., & Dorsey, D. L. (1983). Lost circulation material (No. US 4422948).

[8] . Lummus, J. L., & Randall, B. V. (1968). Lost Circulation Material.

[9]. Goud, M. C., & Joseph, G. (2006). Drilling fluid additives and engineering to improve formation integrity. In SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition (pp. SPE-104002). SPE. doi.org/10.2118/104002-MS.

[10]. Mokhtari, M., & Ozbayoglu, E. M. (2010, June). Laboratory investigation on gelation behavior of xanthan crosslinked with borate intended to combat lost circulation. In SPE International Production and Operations Conference and Exhibition (pp. SPE-136094). SPE. doi.org/10.2118/136094-MS.

[11]. Dick, M. A., Heinz, T. J., Svoboda, C. F., & Aston, M. (2000). Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids. In SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control (pp. SPE-58793). SPE. doi.org/10.2118/58793-MS.

[12]. Vickers, S., Cowie, M., Jones, T., & Twynam, A. J. (2006). A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations. Wiertnictwo, Nafta, Gaz, 23(1), 501-515.

[13]. Xu, C., Kang, Y., Chen, F., & You, Z. (2017). Analytical model of plugging zone strength for drill-in fluid loss control and formation damage prevention in fractured tight reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, 149, 686-700. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.10.069.

[14]. Alsaba, M., Al Dushaishi, M. F., Nygaard, R., Nes, O. M., & Saasen, A. (2017). Updated criterion to select particle size distribution of lost circulation materials for an effective fracture sealing. Journal of Petroleum Science and Engineering, 149, 641-648. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.10.027.

[15]. Cremeans, K. S., & Cremeans, J. G. (2003). U.S. Patent No. 6,630,429. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

[16]. MacQuoid, M., & Skodack, D. (2004). U.S. Patent Application No. 10/626,503.

Petroleum Research
Petroleum Research, 2025(June-July), Vol. 35, No. 141, 29-31
DOI: 10.22078/pr.2024.4939.3203

Laboratory Study and Evaluate the Performance of Various Inhibitors and Prevent Adhesion of The Clay Plug to Drill Bit and Pick the Most Effective and Optimal Concentrations to Reduce the Stickiness of Clay

Mahdi Nazari Saram
Department of Petroleum, Mining and Materials, CT.C, Islamic Azad University, Tehran, Iran
mah.nazari_sarem@iauctb.ac.ir
DOI: 10.22078/pr.2024.4939.3203

Received: October 07, 2023 Accepted: May 25, 2024

Introduction

Drilling in active shales, particularly those rich in smectite and kaolinite, poses significant challenges due to their high reactivity with water-based drilling fluids (WBMs), leading to hydration, swelling, and dispersion of clay minerals. This interaction causes wellbore instability, pipe sticking, formation damage, and notably, bit balling—the adhesion and accumulation of clay cuttings on the drill bit, especially with PDC bits in soft shales.While oil-based muds (OBMs) provide excellent inhibition and lubricity, their high cost, environmental impact, and disposal complexities limit widespread use. Hence, optimizing inhibited WBMs with effective chemical additives has become essential for achieving efficient, economical, and environmentally compliant drilling operations.

Materials and Methods

The experimental methodology was designed based on standardized laboratory tests in accordance with ANSI/ API Specification 13A. The core of the investigation involved the Bit Balling Removal Test, a quantitative method used to evaluate the efficiency of various additives in removing pre-formed clay plugs adhered to a metal shaft simulating the drill bit or bottom hole assembly (BHA) [1]. The experimental procedure consisted of the following steps:

Clay Plug Preparation: A standardized clay plug (20% by weight in water) was prepared using shale samples collected from the South Pars field, known for their high clay content and strong adhesive properties [2].
Adhesion Process: The clay plug was firmly attached to a metal shaft (simulating the drill bit) and allowed to set. Drilling Fluid Preparation: Various additives-including KCl, PHPA, glycols, surfactants (e.g., Kemdet 1080), lubricity agents (e.g., Eco-Lub MP, Hipe Star), polyamines, lignosulfonates, saturated salt water (SSW), and others-were incorporated into water-based fluid systems at varying concentrations (1%, 3%, 5%, 10%, 15%, 20%, 25% by weight of water) [3].

Results and Discussion

The laboratory results revealed significant variation in the performance of different additives in mitigating bit balling, with effectiveness highly dependent on both chemical nature and concentration. [4].
KCl (Potassium Chloride): At a concentration of 25%, KCl demonstrated the highest inhibition efficiency, minimizing fluid absorption into the clay plug and significantly reducing adhesion [5]. This is attributed to the small ionic size of K^+, which allows for effective interlayer substitution in clay minerals, thereby suppressing hydration and swelling [6].

Glycols: Among glycol-based additives, Glycol Lub III at 5% concentration showed superior performance compared to 10%, indicating that higher concentrations do not necessarily improve results and may even be counterproductive due to viscosity or compatibility issues [7].

Surfactants and Detergents: The use of Kemdet 1080 (Drilling Detergent) at 1% concentration yielded the best results in clay removal. However, increasing the concentration to 10% led to a reverse osmotic effect, promoting fluid absorption into the plug and worsening adhesion-highlighting the critical importance of optimal dosing [8].

Lubricity Agents: Among commercial lubricants, Hipe Star at 3% concentration showed the lowest clay adhesion and highest cleaning efficiency. In contrast, Eco-Lub MP and Fatty Amine exhibited increased fluid absorption at higher concentrations, indicating potential incompatibility or phase separation issues [9].

Pipe Free HP and Amino Drill: Pipe Free HP at 10% and Amino Drill at 15% demonstrated the most favorable performance in reducing stickiness, outperforming other lubricants in terms of clay removal and minimal fluid uptake [10].

pH Effects: Adjusting the pH of the fluid using NaOH (high pH) resulted in better clay dispersion and removal compared to acidic conditions (citric acid), suggesting that alkaline environments may enhance the breakdown of clay aggregates [11].

Polymer Systems: The use of PHPA polymers combined with walnut hulls showed physical cleaning action, but also led to higher fluid absorption due to the large molecular size and porous nature of the system. While effective in encapsulation, the combination may not always reduce adhesion if not properly balanced.

Saturated Salt Water (SSW): SSW effectively reduced clay swelling due to osmotic inhibition, but required higher hydrodynamic forces for complete ball removal, indicating its role as a preventive rather than corrective agent.

Importantly, the results confirm that increasing additive concentration does not always improve performance and can sometimes exacerbate the problem. The lithology-specific response of shale samples further emphasizes the need for site-specific laboratory testing before field application [12].

Conclusions

This study provides a comprehensive laboratory evaluation of various inhibitors and anti-balling agents for mitigating bit balling in water-based drilling fluids. Key conclusions include: Optimal additive concentration is critical: Higher concentrations do not guarantee better performance and may lead to adverse effects such as increased fluid absorption or phase separation [13]. Chemical specificity matters: Additives such as KCl, Glycol Lub III, and Hype Star demonstrated superior performance at specific concentrations, underscoring the importance of selecting the right chemistry for the target formation plays a significant role: Alkaline conditions (high pH) enhance clay dispersion and cleaning efficiency. Prevention is more effective than removal: While some additives (e.g., SSW, PHPA) are excellent at preventing bit balling, others (e.g., detergents, lubricants) are more effective in removing already-formed clay balls [14]. Lithology dependence: The effectiveness of additives varies significantly with shale mineralogy and formation conditions, necessitating field-specific testing for optimal results. The findings support the feasibility of replacing or reducing reliance on oil-based muds through the strategic use of optimized water-based systems enhanced with properly selected and dosed chemical additives [15].

Future work should expand testing to include a wider range of additives, as well as variable conditions such as temperature, pressure, and rheological properties, to further improve predictive accuracy and field applicability [16].

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. Feng, Y., Jones, J. F., & Gray, K. E. (2016). A review on fracture-initiation and-propagation pressures for lost circulation and wellbore strengthening. SPE Drilling & Completion, 31(02), 134-144. doi.org/10.2118/181747-PA.
3. Power, D., Ivan, C. D., & Brooks, S. W. (2003, April). The top 10 lost circulation concerns in deepwater drilling. In SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference (pp. SPE-81133). SPE. doi.org/10.2118/81133-MS.
4. Nayberg, T. M. (1987). Laboratory study of lost circulation materials for use in both oil-based and water-based drilling muds. SPE Drilling Engineering, 2(03), 229-236. doi.org/10.2118/14723-PA .
5. Savari, S., Kumar, A., Whitfill, D. L., & Jamison, D. E. (2011, June). Improved lost circulation treatment design and testing techniques minimize formation damage. In SPE European Formation Damage Conference and Exhibition (pp. SPE-143603). SPE. doi.org/10.2118/143603-MS .
6. Nasiri, A., Ghaffarkhah, A., Moraveji, M. K., Gharbanian, A., & Valizadeh, M. (2017). Exper-

imental and field test analysis of different loss control materials for combating lost circulation in bentonite mud. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 44, 1-8. doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.004.

7. Corley, W. T., & Dorsey, D. L. (1983). Lost circulation material (No. US 4422948).
8. Lummus, J. L., & Randall, B. V. (1968). Lost Circulation Material.
9. Goud, M. C., & Joseph, G. (2006). Drilling fluid additives and engineering to improve formation integrity. In SPE/IADC Indian Drilling Technology Conference and Exhibition (pp. SPE-104002). SPE. doi.org/10.2118/104002-MS.
10. Mokhtari, M., & Ozbayoglu, E. M. (2010, June). Laboratory investigation on gelation behavior of xanthan crosslinked with borate intended to combat lost circulation. In SPE International Production and Operations Conference and Exhibition (pp. SPE-136094). SPE. doi.org/10.2118/136094-MS.
11. Dick, M. A., Heinz, T. J., Svoboda, C. F., & Aston, M. (2000). Optimizing the selection of bridging particles for reservoir drilling fluids. In SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control (pp. SPE-58793). SPE. doi.org/10.2118/58793-MS.
12. Vickers, S., Cowie, M., Jones, T., & Twynam, A. J. (2006). A new methodology that surpasses current bridging theories to efficiently seal a varied pore throat distribution as found in natural reservoir formations. Wiertnictwo, Nafta, Gaz, 23(1), 501-515.
13. Xu, C., Kang, Y., Chen, F., & You, Z. (2017). Analytical model of plugging zone strength for drill-in fluid loss control and formation damage prevention in fractured tight reservoir. Journal of Petroleum Science and Engineering, 149, 686-700. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.10.069.
14. Alsaba, M., Al Dushaishi, M. F., Nygaard, R., Nes, O. M., & Saasen, A. (2017). Updated criterion to select particle size distribution of lost circulation materials for an effective fracture sealing. Journal of Petroleum Science and Engineering, 149, 641-648. doi.org/10.1016/j.petrol.2016.10.027.
15. [15]. Cremeans, K. S., & Cremeans, J. G. (2003). U.S. Patent No. 6,630,429. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.
16. MacQuoid, M., & Skodack, D. (2004). U.S. Patent Application No. 10/626,503.