****

**گزارش فاز مطالعاتی طرح فناورانه- گزارش اول**

**تدوين دانش فني ژل‌های پلیمری انسداد موقتی چاه‌های نفت**

**پژوهشکده/ واحد: پژوهشکده تکنولوژی تولید جهاد دانشگاهی خوزستان**

**گروه پژوهشی شیمی**

**مجری طرح: محمد مهدی سراجی**

**زمستان 1400**

# فصل اول

## عملیات انسداد و تعمیر چاه

به دلیل بهره‌برداری طولانی از مخازن و قدیمی بودن اکثر چاه‌ها، نیاز به انسداد موقت چاه به‌منظور عملیات چاه مانند تعمیر برخی از تجهیزات فرسوده نصب ادوات سرچاهی، اسید کاری، سوراخ‌کاری، کاملاً مشهود می‌باشد. امروزه استفاده از سیمان و گل حفاری اصلی‌ترین روش در انسداد بسیاری از چاه‌ها می‌باشد. در صنعت نفت و گاز، سیمان پرتلند رایج‌ترین ماده جهت استفاده با عملیات انسداد چاه است که به‌صورت دوغاب به چاه وارد می‌شود و سپس تحت شرایط دمایی و فشاری چاه به‌صورت درجا مستحکم می‌گردد. سیمان باید دارای ویژگی‌های اساسی مثل صرفه اقتصادی، دوام بالا، تراوایی کم، امکان پمپ شدن آسان به عمق چاه زمان‌بندش مناسب و پیوند قوی با لوله جداره چاه باهدف عدم جریان سیالات از سطوح مشترک باشد، انستیتو نفت آمریکا در سال ۱۹۵۳ میلادی در مورد کمیت و کیفیت انواع سیمان مورداستفاده در صنعت نفت مجموعه استانداردهایی ارائه کرد. این موسسه تأکید نمود که مقادیر مشخصی از قالب سیمانی قرارگرفته در چاه به‌منظور عملیات انسداد، بایستی قادر باشد

کمینه مقدار فشار psi ۱۰۰۰ را تحمل نماید، همچنین بیشینه مقدار تراوایی این قالب‌ها در حدود md1/0 در نظر گرفته شد. به‌ مرورزمان استفاده از افزودنی‌هایی مثل ماسه، بنتونیت و برخی مواد پخش‌کننده به سیمان پورتلند جهت اصلاح برخی خواص در دستور کار قرار گرفت. برای مثال مواد پخش‌کننده باعث کاهش نسبت آب به سیمان، افزایش استحکام و کاهش تراوایی می‌شوند. معمولاً از سه قالب سیمانی جهت انجام عملیات انسداد استفاده می‌گردد که در قسمت‌های مشبک‌کاری شده، میانی و بخش‌های ابتدایی و کم‌عمق چاه قرار داده می‌شوند. البته در برخی شرایط خاص ممکن است قالب‌های سیمانی بیشتری در جام قرارگرفته شود. در ابتدا ادوات مکانیکی مانند مجرابندها و یا گل حفاری به‌عنوان محل پایه و قرارگیری در عمق مدنظر از چاه قرارگرفته می‌شوند، سپس دوغاب از طریق لوله مغزی بر روی پایه پمپ می‌گردد. در انتها پس از بستن و شکل‌گیری قالب سیمانی در عمق چاه، لوله مغزی خارج می‌گردد. اگرچه شرکت‌های خدماتی سامانه‌هایی در اختیاردارند که سیمان و افزودنی‌های لازم را هنگام کار، مخلوط و دانسیته را به‌طور خودکار کنترل می‌کنند اما بازهم پس از پایان عملیات سیمان‌کاری، ممکن است مقادیر قابل‌توجهی از سیمان به‌صورت مخلوط، بدون استفاده باقی بماند که مشکلاتی به وجود می‌آورد. علیرغم تلاش‌های صورت گرفته جهت بهبود استحکام و ضخامت سیمان در چاه‌های نفتی به کمک افزودن موادی همچون پلیمر کیتوسان، همچنان مشکلاتی در کار و سفت شدن سیمان وجود دارد. به علت دانسیته بیشتر سیمان نسبت به گل حفاری در بسیاری از مواقع، سیمان به درون گل حفاری وارد می‌شود و قالب سیمان شکل نمی‌گیرد.

از دیگر مشکلات عمده در انسداد چاه به‌وسیله سیمان می‌توان به‌دشواری عملیات پاک‌سازی و حفاری سیمان و آسیب‌های متعددی که بر ساختار چاه و سازند وارد می‌سازد اشاره کرد. می‌توان به‌صورت خلاصه روش‌های مرسوم انسداد چاه تا به امروز را شرح داد: تا پیش از دهه پنجاه میلادی بسیاری از چاه‌ها توسط چوب، انواع پارچه، کیسه‌های کاغذی و مسدود می‌شدند. سپس از سیمان برای این مهم استفاده گردید، بدین‌صورت که در ابتدا به علت عمق کم چاه‌ها سیمان از سر چاه به داخل ریخته می‌شد ولی با گذر زمان استفاده از پمپ برای رساندن سیمان به عمق دلخواه اجتناب‌ناپذیر گردید. همچنین با ارتقاء استانداردهای نفتی افزودن برخی افزودنی‌ها به سیمان به‌منظور بهبود خواص در دستور کار قرار گرفت. امروزه در بسیاری از موارد برای پر کردن قسمت‌هایی از چاه‌ها که سیمان‌کاری نشده‌اند از بنتونیت و گل حفاری استفاده می‌شود. روش دیگر در انسداد چاه به‌کارگیری مجرا بندهای مکانیکی از قبیل مجرابند پلی و نگهدارنده سیمانی است که باهدف کاهش مصرف سیمان و محافظت بهتر چاه در برابر فشار سازند مورداستفاده قرار می‌گیرند.

## روش‌های انسداد موقت چاه

عمر طولانی برخی از چاه‌های نفت و گاز مورد استفاده در جهان سبب مشکلاتی از قبیل فرسودگی تجهیزات و مشکلات داخلی ناشی از اتصالات و معیوب می‌شود. به همین علت برای ادامه بهره‌برداری از آن‌ها نیاز به انسداد موقت چاه برای انجام برخی عملیات روی چاه نفت، مانند تعمیر بعضی از تجهیزات فرسوده، تعویض لوله­ی مغزی و آستری، نصب ادوات سرچاهی و ...... لازم و ضروری به نظر می‌رسد. از سال ۱۹۷۰ تاکنون فناوری­های اساسی در ارتباط با مسدود کردن کامل و یا مسدود کردن بخشی از چاه به‌طور قابل‌توجهی تغییر نکرده است. عموماً تعمیرات با دکل حفاری انجام می‌گیرد که هزینه‌های زیادی را به کارفرما تحمیل می‌کند. در بسیاری از موارد برای کنترل تولید آب مانند نشتی آب از لوله جداری، بالا آمدن سطح آب و جریان آب پشت لوله جداری از روش‌های مکانیکی استفاده می‌شود. معمولاً تمایل به استفاده از روش‌های مکانیکی به دلیل نیاز به تجهیزات خاص در محل عملیات و گران بودن آن کمتر است. متداول‌ترین روش شیمیایی در انسداد چاه‌ها استفاده از دوغاب سیمان است [۶]. اگرچه شرکت‌های خدماتی سیستم‌هایی در اختیاردارند که سیمان و افزودنی‌های لازم را هنگام کار، مخلوط و دانسیته را به‌طور خودکار کنترل می‌کنند اما بازهم پس از پایان عملیات سیمان‌کاری، امکان دارد مقادیر قابل‌توجهی از سیمان به‌صورت مخلوط، بدون استفاده باقی بماند. علاوه بر آن زمان بستن و سفت شدن سیمان نیز مشکلات فراوانی را ایجاد می‌کند [۷]. از دیگر مشکلات سیمان می‌توان به عدم کنترل بر روی کیفیت سیمان با توجه به شرایط چاه، زمان‌بندش مناسب و هدر رفت زیاد آن در طول زمان‌بندش در عملیات سیمان‌کاری اشاره کرد. بعد از بندش سیمان نیز می‌توان به مشکلاتی از قبیل عدم تحمل فشار، شکست، چروکیدگی و چسبندگی ضعیف به دیواره لوله‌های چاه اشاره کرد [۸]. هم‌چنین علیرغم تلاش‌های انجام‌شده برای بهبود استحکام و کارایی بیشتر سیمان در چاه‌های نفتی به کمک افزودن موادی مانند باریت، بنتونیت، پلیمر کیتوزان و ... همچنان مشکلاتی در زمان‌بندش، تحمل فشار زیاد و اثر ضخامت سیمان وجود دارد [۹-۱۱]. گل حفاری نیز در بسیاری از مواقع به درون سیمان واردشده و روی کیفیت و ضخامت سیمان اثر نامطلوب می‌گذارد. هم‌چنین سیمان در اثر اعمال تنش ترک‌خورده و درنتیجه با ایجاد ترک‌ها، امکان نشتی افزایش می‌باید و خطرپذیری عملیات را بالا می‌برد [۱۲]. روش دیگر در انسداد چاه بکار گیری نگهدارنده سیمانی و مجرابندهای مکانیکی است که باهدف کاهش مصرف سیمان و محافظت بهتر چاه در برابر فشار سازند مورداستفاده قرار می‌گیرند [۱۳]. امروزه یکی از روش‌های نوین در انسداد موقت چاه استفاده از مجرا بندهای هیدروژلی است که دارای هزینه عملیاتی مقرون‌به‌صرفه و ایمنی بیشتری است [۱۴]. مجرابند هیدروژلی نسبت به سیمان انعطاف‌پذیری بیشتری دارد. همچنین مجرابند هیدروژلی در شرایط چاه تا دمای بالاتر از °C ۱۰۰ استفاده می‌شود و قادر به انجام انواع عملیات همانند شیوه‌های مکانیکی است. علاوه بر آن در مواردی که استفاده از شیوه‌های مکانیکی امکان‌پذیر نبوده و یا قابلیت دسترسی و صرفه اقتصادی وجود ندارد، نیز کاربرد دارد [۱۵]. استفاده از هیدروژل برای مسدود کردن چاه بر روی چاه‌های گاز، در شرق آمریکا باعث پیشرفت عملیات و کاهش هزینه‌ها به دلیل کنترل چاه‌ها در حین عملیات شده است.

تعداد زیادی از این چاه‌ها در سال‌های ۱۹۵۰ و ۱۹۶۰ میلادی حفاری شدند و تجهیزات غیراستانداردی داشتند که استفاده از روش‌های دیگر کنترل چاه را حین مراحل اولیه عملیات چاه محدود می‌کردند [۱۶]. از دیگر ویژگی‌های هیدروژل‌ها امکان تخریب (ژل زدایی) آن‌ها توسط روش‌های مختلفی مانند استفاده از اسیدها، عوامل کمپلکس کننده، استرها و... است [۱۷]. هم‌چنین هیدروژل‌ها را می‌توان متناسب با نیاز عملیاتی مانند دما، فشار، شوری آب، سختی، pH و ... تهیه کرد [۱۸].

### پلیمرها

امروزه ژل پلیمرها کاربرد بسیار گسترده‌ای در مخازن نفتی دارند. ازجمله این کاربردها می‌توان به عملیات انسداد آب در چاه‌های تولید، عملیات بهبود و اصلاح پروفایل تزریق در چاه‌های تزریقی، کنترل تولید شن و ... اشاره نمود. افزایش استفاده از ژل‌های پلیمری محلول، امکان تزریق و یا جایگیری نادرست آن‌ها در محل، لزوم بررسی و شناسایی روش‌هایی را برای تخریب این مواد پس از تشکیل را مشخص می­نماید. به‌طورکلی علل مختلفی برای تخریب و یا نابودی ژل در یک مخزن وجود دارد که عبارت‌اند از:

۱) انتقال ژلی که به ‌اشتباه در محل تزریق یا سر چاه قرارگرفته است.

۲) انتقال یا جایگزینی ژلی که تأثیر خود را ازدست‌داده است.

۳) بازنمودن مجدد منطقه‌ای که موقتاً مسدود شده است.

به‌طورکلی دو روش برای تخریب ژل‌های پلیمری وجود دارد:

1) شکستن پیوندهای پلیمر

2) شکستن پیوندهای عامل شبکه کننده

می‌توان به مواردی از استفاده موفقیت‌آمیز ژل پلیمرها برای انسداد چاه‌ها اشاره کرد که ازجمله آن‌ها تعدادی از چاه‌های نفت و گاز در ایالات‌متحده می‌باشد. از دیگر ویژگی‌های ژل پلیمرها امکان ژل زدایی آن‌ها توسط روش‌های مختلفی به کمک اسید، عوامل کمپلکس کننده، آنزیم‌ها و ... است. یکی از مزایای استفاده از این مواد عدم نیاز به ادوات درون‌چاهی مثل توپک‌ها است. ژل‌های پلیمری به‌طور گسترده در دنیا از سال ۱۹۸۰ تاکنون مورداستفاده قرارگرفته است و با توجه به قابلیت نفوذ زیاد، عمر طولانی، سازگاری با محیط‌زیست و از دیدگاه اقتصادی ... موردتوجه قرارگرفته‌اند. ژل پلیمرها زمانی به وجود می‌آیند که محلول پلیمر با یک عامل شبکه کننده (يون فلزی یا آلی) مخلوط شوند و پس از مدتی شبکه سه‌بعدی ژل تشکیل می‌شود.

## اهداف انسداد چاه

عملیات انسداد موقت چاه معمولاً به دلایل زیر صورت می­گیرد:

1) عملیات چاه مثل تعویض لوله‌ها، نصب شیرها، اسید شویی، سوراخ‌کاری، تعمیرات ادوات

سرچاهی)؛

۲) نصب ابزارهای ثابت سر چاهی (مثل تجهیزات فوران گیر)؛

۳) ریزش چاه؛

4) تعمیرات ادوات درون چاه

۵) نصب تجهیزات جرثقیل و پایه دکل حفاری؛

۶) ورود آب‌های سطحی آلوده به درون چاه؛

۷) نشت از سفره‌های آب زیرزمینی و بالعکس؛

و ....

هدف از این پژوهش طراحی و ساخت سامانه ژل پلیمری است که در صورت قرار گرفتن ستونی از سیال گازوییل و یا آب سازند بر روی آن، بتواند چاه را به‌طور موقت (حدود یک هفته) مسدود نماید به‌نحوی‌که هیچ سیالی قادر به عبور از آن نباشد. به‌بیان‌دیگر سامانه مذکور باید قادر باشد در دشوارترین شرایط عملیاتی چاه‌های کشور (دمای حدود Cº90)، فشار ۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰ psi را مهار بنماید تا با افزودن ستونی از گازوییل بر روی ستون ژل پلیمر بتوان به فشار نهایی مدنظر جهت انسداد موقت چاه دست‌یافت. همچنین سامانه موصوف بایستی قابلیت تخریب آسان‌تری به نسبت روش‌های مرسوم در این زمینه همچون مته‌کاری برای تخریب سیمان داشته باشد.

امروزه استفاده از سامانه‌های ژلی به‌عنوان یک عامل منحرف‌کننده یا مسدودکننده جهت بهبود روند تولیدی نفت با گاز در حال گسترش است. ژل پلیمرها از مخلوط نمودن دو جزء پلیمر انحلال‌پذیر در آب و عامل شبکه ساز (يون فلزی یا آلی)، در محیط آبی تشکیل می‌شوند. عامل شبکه‌سازی زنجیره‌های پلیمری را به یکدیگر متصل کرده و یک شبکه سه‌بعدی به نام ژلانت ایجاد می‌کند. ژلانت بعد از مدت‌زمانی که بستگی به درصد ترکیب‌های مواد مورداستفاده دارد به ماده‌ای سفت و غیرقابل نفوذ تبدیل می‌شود. به‌طورکلی ژل‌ها به نسبت ارزان و کم‌قیمت می‌باشند زیرا بیش از ۷۰ درصد از ترکیب آن‌ها را آب تشکیل می‌دهد [17]. فرایند انعقاد ژل به‌صورت زیر در نظر گرفته می‌شود

(2-1) 

در رابطه مذکور X, P و G به ترتیب نمایانگر پلیمر، عامل شبکه ساز و ژل هستند و همان‌گونه که مشاهده می‌شود همگی در محلول‌های آبی قرار دارند. K و L پارامترهای استوکیومتری واکنش انعقاد ژل هستند. رایج‌ترین پلیمری که در ساخت ژل پلیمر استفاده می‌شود، پلیمر سنتزی آکریل آمید به‌ویژه نوع آبکافت شده آن است که به همراه یون‌های فلزی سنگین مانند کروم و آلومینیوم منجر به ایجاد ساختار سه‌بعدی ژل می‌شود

### عوامل شبکه ساز

این عوامل زنجیره‌های پلیمری را با اتصالات عرضی به یکدیگر متصل می‌کنند و ساختار سه‌بعدی ژل را تشکیل می‌دهند و به دودسته آلی و معدنی تقسیم‌بندی می‌شوند. شبکه سازهای آلی با پلیمرها پیوند قوی کووالانسی تشکیل می‌دهند که با توجه به ماهیت پیوند در دمای بالا پایدارند ولی استحکام ضعیف دارند؛ عواملی مثل فنل، فرمالدهید، سالیسیل آمید، ریسارسينول، هگزا متیلن تترا آمین، هیدروکوینون، پلی اتیلن ایمین، دی متیل کربنات و دی متیل مالونات در این دسته هستند [۲۰]. شبکه سازهای معدنی که اکثر ترکیبات فلزی هستند یا پلیمرها پیوند یونی تشکیل می‌دهند لذا در دمای بالا ناپایدارند ولی استحکام بالا دارند، از شبکه سازهای معدنی می‌توان به استات کروم و کبالت، نیترات کروم، نیترات آلومینیم سیترات و استات آلومینیم، تترا کلرید زیرکونیم و تیتانیم، نیترات تالیم اشاره کرد [۲۱].

## انواع ژل‌ها

### ژل‌های معدنی

گرانروی این مواد در محدوده آب است، بنابراین به‌راحتی می‌توانند به داخل ماتریکس تزریق و نفوذ کنند. ژل‌های معدنی قابلیت ترکیب‌پذیری بالایی دارند. آن‌ها همچنین به‌عنوان فعال‌کننده یا کاتالیست برای فرایند بندش ژل نیز به کار می‌روند. یک نمونه از ژل‌های معدنی ترکیبات آهن سه‌ظرفیتی است. هیدروکسید آهن تشکیل‌شده در محیط متخلخل در اثر گذر زمان به‌صورت خود به خودی سفت می‌شود. به عبارتی این مواد توسط هیدرولیز درجا با آب سازند واکنش داده و یک ساختار سه‌بعدی مستحکم که ژل نامیده می‌شود تشکیل می‌دهد. این ترکیب تا دمای ۱۵۰ درجه سانتی‌گراد ازنظر حرارتی پایدار است.

فواید: این مواد رقیق بوده و می‌توانند تا عمق زیادی نفوذ کنند. در مقابل دما مقاوم هستند (بیشینه تا دمای ۱۳۵ درجه سانتی‌گراد)، توسط اسید یا باز شسته می‌شوند. همچنین این مواد نسبت به پلاستیک‌ها، ژل‌های آلی و ... ارزان‌تر هستند

**معایب و محدودیت‌ها:** این مواد در محیط متخلخلی به‌سرعت تبدیل به ژل می‌شوند. استحکام این ژل‌ها در محیط‌های اسیدی و بازی کاهش‌یافته و به‌راحتی شسته می‌شوند. یون‌های دو ظرفیتی می‌توانند بر روی پایداری و زمان ژل شدن این مواد اثر بگذارند. این مواد ازلحاظ فیزیکی در مقابل آب سازند دچار چروکیدگی شده و استحکام خود را از دست می‌دهند به‌طورکلی ژل‌های معدنی ساختار فیزیکی محکمی ندارند

### رزین‌ها و الاستومرها

این مواد شیمیایی استحکام کافی به‌منظور انسداد شکاف‌ها، کانال‌ها و ... را دارند. فنولیک، اپوکسی و فورفوريل الكل از انواع این نوع رزین‌ها هستند که در ادامه توضیح داده می‌شوند

**فنولیک**

این مواد در مقابل حرارت قابلیت سفت شدن را دارند. در دمای اتاق پایدار هستند و اگر منجمد شوند می‌توان آن‌ها را دو ماه و حتی بیشتر نگه داشت. قبل از تزریق به داخل چاه یک کاتالیست به این مواد اضافه می‌شود تا پلاستیک مذاب در ته چاه واکنش دهد. این کاتالیست برحسب فنولیک مورداستفاده می‌تواند باز یا اسید باشد. شایان توجه است که دمای ته چاه و زمان تزریق باید به‌گونه‌ای انتخاب شود که عمل پلیمریزاسیون خیلی زود و یا خیلی دیر بعد از تزریق اتفاق نیفتد. بعد از تزریق، یک ژل محکم و خنثی به وجود خواهد آمد. زمانی که عملیاتی نظیر پر کردن حفره‌های چاه مدنظر باشد می‌توان ماسه یا پودر سیلیس به‌عنوان یک افزونی که مایع پلاستیک قبل از پمپ کردن، اضافه کرد. به همراه این مواد از یک ماده اضافی دیگر به نام گاما آمینو پروپیل تری اتوکسی‌سیلان به‌منظور پیوند بین پودر سیلیس یا ماسه و پلاستیک استفاده می‌شود. این ماده تا دمای ۲۳۰ درجه سانتی‌گراد پایدار است

**اپوکسی**

نوعی دیگر از رزین‌ها است که در مقابل حرارت سفت می‌شود. اغلب به‌عنوان چسب مورداستفاده قرار می‌گیرد. استحکام این مواد نسبت به فنولیک یا رزین‌های فورفوريل الكل بالاتر اما گران‌تر است. اپوکسی از واکنش بین اپی­کلروهیدرین و فنول به وجود می‌آید. قبل از تزریق می‌توان انواعی از مواد مستحکم کننده به یک محلول رزین اپوکسی اضافه کرد. این استحکام دهنده‌ها با اپوکسی واکنش داده (پلیمریزه می‌شود) و تبدیل به یک پلاستیک خنثی و محکم می‌شوند. انتخاب این استحکام دهنده‌ها بستگی به نوع اپوکسی دارد. به‌عنوان‌مثال می‌توان از دی اتیلن تترا آمین نام برد

**فورفوريل الكل**

فورفوريل الكل به‌عنوان یک حلال فعال همراه با رزین‌های فوران و فنولیک به کار می‌رود. این مخلوط در حضور اسید پلیمریزه شده و تبدیل به یک پلاستیک ضعیف و شکننده می‌شود. اخیراً استفاده از این ماده به‌عنوان یک وسیله برای انسداد آب با مشکلاتی همراه بوده است و این موضوع به دلیل واکنش سریع این ماده با اسید است در دماهای بالا و فشار اتمسفری این ماده حالت انفجاری دارد و کنترل آن در داخل چاه بسیار سخت است. استفاده از یک سامانه کاتالیستی کنترل‌شده از تری کلروتولوتن و پریدین همراه با فورفوريل الكل باعث می‌شود که یک عملیات انسداد آب و گاز ایمن داشته باشیم. به‌محض اینکه این ماده واکنش دهد، تبدیل به یک پلاستیک سخت و محکم در مقابل حرکت سیال‌ها خواهد شد. از ماسه و یا پودر سیلیس برای افزایش استحکام می‌توان استفاده کرد. این ماده نسبت به فنولیک­ها و اپوکسی­ها در مقابل دما پایداری بالاتری دارند و حتی در بخار خشک (۳۰۰ درجه سانتی‌گراد) نیز پایدار است.

**فواید:** این مواد می‌توانند به داخل سازند تزریق شوند و استحکام کافی برای بستن شکاف‌ها، کانال‌ها و ... را دارند. همچنین این مواد در شرايط مخزن خنثی هستند و یک مسیر کاملاً بسته را ایجاد می‌کنند.

**معایب و محدودیت‌ها:** این مواد گران هستند. مناطق نفتی و آبی باید از یکدیگر جدا شوند. این پلاستیک‌ها قبل از پرورش یافتن، به آب سازند، مواد فعال سطحی و اسید حساس هستند. این مواد ازنظر ایمنی و محیط‌زیستی بسیار خطرناک هستند

**سامانه‌های مونومری**

از مونومرهای گوناگونی (آکریل آمید و آکریلات و ...) برای عملیات انسداد آب و گاز استفاده می‌شود. این مواد به‌صورت محلول با ویسکوزیته کم (شبیه آب) در مخزن قرار می‌گیرد و بعد از جایگیری، پلیمریزه شده و ژلی را با استحکام زیاد تشکیل می‌دهند. برخی از مونومرها تا دمای بالای ۹۰ درجه سانتی‌گراد استحکام دارند. این مواد به علت گرانروی پایین برای جایگیری در ماتریکس‌های عمیق بسیار مناسب هستند. پلیمریزاسیون یک فرایند رادیکال آزاد است که بسیار سریع و در یک‌لحظه اتفاق می‌افتد. در منطقه عملیاتی و خطوط لوله آلاینده‌هایی وجود دارد که رادیکال آزاد ایجاد کرده و باعث شروع واکنش می‌شوند؛ بنابراین قبل از تزریق باید خطوط لوله به‌منظور جلوگیری از پلیمریزاسیون زودرس از آلودگی تمیز شوند.

**فواید:** گرانروی آن مانند آب است، بنابراین امکان نفوذ در نقاط عمیق سازند امکان‌پذیر است. چون پلیمر غیر یونی است و در مقابل محیط‌های اسیدی مقاوم است. به دليل استحکام این مونومرها می‌توان از این مواد برای انسداد کامل محل استفاده کرد و معایب و محدودیت‌ها: تمایل به آلودگی دارند، چون این ماده به‌عنوان فعال‌کننده شناخته می‌شود. بسیار گران هستند و در دمای پایین کاربردی هستند [25].

### ژل‌های پلیمری

ژل‌ها به‌طورکلی شامل یک پلیمر و یک عامل شبکه ساز محلول در آب هستند. محلول به‌دست‌آمده از ترکیب پلیمر و عامل شبکه ساز در اصطلاح "ژلانت" نامیده می‌شود. عامل شبکه ساز زنجیره‌های پلیمری را به یکدیگر متصل می‌کند و بعد از مدت‌زمان معینی شبکه سه‌بعدی از ژل تشکیل می‌شود [۲۶] (شکل ۲-۲). به‌طورکلی پلیمرهای مورداستفاده در تهیه ژل می‌توانند به دو قسمت طبیعی و سنتزی تقسیم شوند.

**پلیمرهای طبیعی**

پلیمرهای طبیعی که عموماً به‌منظور عملیات انسداد آب مورداستفاده قرار می‌گیرند شامل زانتان، پلی ساکارید، لیگنوسولفونات (محصول جانبی صنایع کاغذسازی)، صمغ گوار و ... می‌شوند. این پلیمرها نسبت به یون‌های دو ظرفیتی حساس نیستند ولی نسبت به پلیمرهای سنتزی نسبتاً گران‌تر و مقاومت گرمایی کمتری دارند. مهم‌ترین مشکل این پلیمرها حساس بودن به حملات میکروبی آن‌ها است. نسبت به پلیمرهای سنتزی خاصیت چسبندگی کمتری داشته و تراوایی آب را نسبت به پلیمرهای سنتزی کمتر کاهش می‌دهند. استحکام نهایی ژل‌های طبیعی کم بوده و در مقابل دارای گرانروی پایین‌تری بوده و قابلیت تزریق بهتری دارند [۲۷].

**پلیمرهای سنتزی**

مهم‌ترین پلیمری که در صنعت نفت به‌منظور ازدیاد برداشت و بهبود تولید نفت و انسداد آب به کار می‌رود از خانواده پلی اکریل آمید (با درجه هیدرولیز و وزن مولکولی مختلف) است. این پلیمرها معمولاً ارزان بوده و قابلیت تبدیل به ژل توسط عوامل شبکه ساز آلی و فلزی را دارا هستند. ژل‌های با پایه پلی اکریل آمید از دو ویژگی مهم قابلیت تورم زیاد و استحکام خوب ژل برخوردار است که این موضوع آن‌ها را برای محدوده وسیعی از کاربردها مناسب می‌سازد. ساختار شیمیایی پلی اکریل آمید در شکل ۲-۳ نشان داده‌شده است. این پلیمر به‌صورت پودر و محلول آبی وجود دارد [۲۸].

باگذشت زمان و براثر دما و همچنین در محیط قلیایی یا اسیدی (مانند هیدروکسید سدیم)، تعدادی از گروه‌های آمید (CONH2) در زنجیره پلی اکریل آمید به گروه‌های کربوکسیلات (COO-) تبدیل می‌شود. کسری از گروه‌های آمیدی که به گروه کربوکسیلات تبدیل می‌شود درجه آبکافت نامیده می‌شود. در حالت کلی درجه آبکافت یک پارامتر مهم در ساختار پلی اکریل آمید است که به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

در رابطه بالا y غلظت مولار گروه‌های کربوکسیلات در زنجیره پلی اکریل آمید آبکافت شده و x غلظت مولار گروه‌های آمید موجود در زنجیره پلیمر است. حضور گروه‌های کربوکسیلات برای واکنش بین پلیمر و عامل شبکه ساز یونی ضروری است. افزون بر آن درجه آبکافت پلیمر اولیه و تغییرات آن با دمای نقش کلیدی در پایداری گرمایی ژل تولیدشده دارد.

ظرفيت، سرعت جذب و استحكام ژل سه عامل مهمی است که در ساخت ژل باید بهینه شود. با توجه به نحوه کاربرد ژل‌های پلیمری در میدان‌ها نفتی، این مواد ازلحاظ ساختاری به دودسته کلی ژل‌های پلیمری درجا و ریز ذرات از قبل تشکیل‌شده ژل طبقه‌بندی می‌شوند که در ادامه هرکدام به‌تفصیل شرح داده می‌شود.

**ژل‌های پلیمری درجا**

این مواد به‌صورت ژلانت به مخزن تزریق‌شده و در فضایی که در آن قرار می‌گیرند واکنش داده (شدیداً وابسته به دما) و مسیر تولید آب را مسدود می‌کنند. این نوع ژل‌ها به علت استحکام و زمان‌بندش قابل‌کنترل، بیشترین استفاده را برای تزریق در عمق دارند. از انواع ژل‌های درجا می‌توان به ژل‌های ضعیف، ژل‌های محکم، ژل‌های از پیش تشکیل‌شده، ژل‌های کلوئیدی، میکروژل‌ها و کامپوزیت ژل خاک رسه اشاره کرد.

**الف) ژل‌های ضعیف**

ژل‌های ضعیف یا به‌عبارت‌دیگر ژل‌های روان با غلظت کم به دو صورت به مخزن تزریق می‌شوند

۱) ابتدا پلیمر به داخل مخزن تزریق‌شده و به دنبال آن عامل شبکه ساز تزریق می‌شود تا در مخزن در حین تماس باهم واکنش دهند.

۲) تزریق هم‌زمان ترکیب پلیمر و عامل شبکه ساز به مخزن

در هر دو حالت یک شبکه سه‌بعدی ضعیف در داخل مخزن تشکیل می‌شود. در این نوع ژل‌ها غلظت پلیمر و عامل شبکه ساز هر دو کم بوده و زمان‌بندش ژل تا چندین هفته ممکن است طول بکشد. از محدودیت ژل‌های ضعیف استحکام پایین آن‌ها است که باعث می‌شود در اثر تنش ناشی از پمپ کردن، جایگیری در مخزن و ... به‌راحتی شسته و از مخزن خارج شود.

**ب) ژل‌های محکم**

زمانی که لایه‌های تولیدی کاملاً از یکدیگر مجزا باشند، می‌توان با استفاده از یک ژل محکم لایه‌هایی که آب اضافی را تولید می‌کنند مسدود نمود. به‌طورکلی از این نوع ژل‌ها به‌منظور انسداد کامل منطقه موردنظر استفاده می‌شود. این ژل‌ها همچنین برای استفاده در مخازنی که دارای شکاف‌های متصل به ایران بوده، مناسب هستند. روش کار به این شکل است که ژلانت در سطح تهیه و سپس به داخل چاه تزریق می‌گردد. ژلانت تا زمانی که دارای ویسکوزیته پایینی است، می‌تواند به داخل محیط متخلخل نفوذ کرده و منطقه بیشتر و فاصله طولانی‌تری را تحت پوشش قرار دهد. بعد از تزریق و در مدت‌زمان بستن چاه، ژل کاملاً سفت شده و درنتیجه مسیرهای تولید آب و نفت مسدود می‌شوند.

**ج) ژل‌های از پیش تشکیل‌شده**

ژل‌های از پیش تشکیل‌شده اصطلاحاً به حالتی از ژل گفته می‌شود که نتواند به‌راحتی در داخل محیط متخلخل نفوذ و جریان پیدا کند. مخلوطی از یک محلول پلیمری و عامل شبکه ساز تا قبل از اینکه ذرات ژل کاملاً رشد کنند، به‌راحتی به داخل محیط متخلخل نفوذ می‌کنند. بعد از تشکیل ژل اگر دبی از حد معینی بیشتر نشود، ژل تشکیل‌شده نمی‌تواند به‌راحتی به داخل محیط متخلخل نفوذ کند، بلکه از میان آن‌ها عبور کرده و آب‌زدایی می‌شود [32].

**د) میکروژل‌ها**

زمانی که محلول ژلانت تحت برش قرار گیرد، به‌جای ژل مستحکم میکروژل‌ها ایجاد می‌شوند. بنابراین هنگامی‌که محلول ژلانت به داخل محیط متخلخل تزریق می‌شود، احتمال اینکه بعد از مدت‌زمانی مشکل انسداد در هنگام تزریق به وجود بیاید، زیاد است. دو عامل می‌تواند باعث این مشکل شود: ١- دهانه حفره‌ها توسط میکروژل‌ها بسته‌شده و باگذشت زمان میکروژل‌ها رشد کرده و بر قطر آن‌ها افزوده شود. 2- در اثر افزایش ضخامت لایه ژلی دهانه حفره‌ها بسته شود (ضخامت لایه‌های ژلی می‌تواند توسط پیوندهای جدید بین مولکول‌های آزاد و عامل شبکه ساز موجود در محیط، افزایش یابد) [33].

**ه) ژل‌های کلوئیدی**

زمانی که غلظت پلیمر و عامل شبکه ساز پایین باشد، فقط پیوند درون‌مولکولی انجام‌شده و یک ساختار سه‌بعدی پیوسته ایجاد نمی‌شود. در این حالت ذرات کروی با اندازه نانو (nm 1۵۰-۵۰) تولیدشده که ژل‌های کلوئیدی نامیده می‌شوند. خواص شیمی‌فیزیک ژل‌های کلوئیدی مشابه محلول‌های آبی کلوئیدی است. این نوع ژل‌ها به علت نفوذ بالای آن‌ها در عمق، برای عملیات ازدیاد برداشت مورداستفاده قرارگرفته‌اند. Spildo و همکارانش در سال ۲۰۰۹ با استفاده از آزمایش‌های سیلاب زنی نشان دادند که با استفاده از ژل‌های کلوئیدی پلی اکریل آمید هیدرولیز شده و سیترات آلومینیوم می‌توان در حدود ۴۰٪ بازیافت نفت را افزایش داد. ازجمله محدودیت این ژل‌ها تأثير فاکتورهای زیاد (مانند تنش ناشی از پمپ کردن، عبور از دهانه حفره‌ها، جذب و جداسازی مواد شیمیایی، pH یون‌های تک و دو ظرفیتی و ...) بر روی فرآیند بندش ژل و کیفیت ژل تشکیل‌شده است. از سوی دیگر این مواد اغلب به‌منظور ازدیاد برداشت نفت به‌کاربرده می‌شوند.

**و) کامپوزیت ژل خاک رس**

این دسته از ژل‌ها برای اولین بار در سال 1991 در میدان نفتی Shengli در چین استفاده شدند. معمول‌ترین خاک رس مورداستفاده سدیم مونت­مورلونیت است. کامپوزیت ژل خاک رس دارای خواص خوبی ازنقطه‌نظر استحکام، تورم و قابلیت تغییر شکل (خاصیت الاستیسیته) است. محاسبه غلظت بحرانی خاک رس به‌عنوان بهبوددهنده خواص الاستیک ژل امری مهم است. در مقادیر کمتر از غلظت بحرانی به علت جذب زنجيره پلیمر را به سطح خاک رس و یا تحت تأثير اثر متقابل یون‌ها بين لایه‌های با بار منفی خاک رس و بار مثبت عامل شبکه ساز، مدول الاستیک ژل کاهش می‌یابد. ولی در غلظت‌های بالاتر زنجیره‌های پلیمری با سطح خاک رس پیوند هیدروژنی تشکیل می‌دهد و درنتیجه خاصیت الاستیک ژل افزایش می‌یابد.

**ریز ذرات از قبل تشکیل‌شده ژل**

در سال‌های اخیر مطالعه بر روی ریز ذرات خشک‌شده ژل پلیمر به‌منظور عملیات انسداد آب موردتوجه قرارگرفته است. این ذرات قابلیت تورم تا چند برابر اندازه اولیه خود را دارند. روش تهیه این ذرات ژل به‌صورت زیر است:

الف) تهیه محلول آبی پلیمر و مواد افزودنی مختلف؛

ب) افزودن عامل شبکه ساز جهت تشکیل توده ژل تحت شرایط دمایی معین؛

ج) خرد کردن و قطعه‌قطعه کردن توده ژل و خشک‌کردن ذرات به‌دست‌آمده در دماهای بالاتر

برخی از مزیت‌های کاربردی این نوع ژل‌ها در زیر آورده شده است:

۱) این نوع ژل‌ها نسبت به دما و شوری کمتر حساس هستند

۲) این ذرات را می‌توان با آب تولیدی از چاه مخلوط کرده و سپس به داخل چاه منتقل کرد که نتیجه آن صرفه‌جویی در مصرف آب شیرین و حفاظت از محیط‌زیست است؛

۳) هزینه‌های بسته‌بندی و انتقال این نوع ذرات نیز ارزان است [36].

## مزایای سامانه ژل پلیمر نسبت به سایر روش‌ها در ازدیاد برداشت نفت

۱) ژل‌ها نسبتاً ارزان‌قیمت می‌باشند زیرا بیش از ۷٪ آن‌ها را آب همراه با نگه‌دارنده‌های شیمیایی باقیمت‌های پایین تشکیل می‌دهد؛

۲) ژل‌ها به‌سادگی با اضافه کردن محلول‌ها و عوامل شبکه ساز به محلول‌های آبدار پلیمری ساخته می‌شوند.

۳) گزارش‌های ارائه‌شده از مناطق نفتی حاکی از آن است که سامانه ژل پلیمر برای محیط‌زیست مضر نبوده و نسبت به سنگ مخزن غیر حساس و با تمام تجهیزات و مواد مخزن سازگار است.

۴) پلیمر مانند یک محلول تزریق می‌شود و می‌تواند در عمق مخزن نفوذ کرده و تراوایی را در نزدیکی دهانه چاه کاهش دهد.

۵) ژل به‌وسیله تزریق آب یا اسید معمولی در لوله‌های مارپیچ از چاه خارج‌شده و بدین ترتیب چاه تمیز می‌شود.

۶) زمان و نیروی زیادی برای تجهیز این سامانه لازم نیست.

7) بر اساس مطالعات آزمایشگاهی مقاومت بالا و سود مناسب در عملکرد تزریق ژل انتظار می‌رود.

ویژگی‌های مهم در شناسایی سامانه ژل پلیمر مناسب برای انسداد و کنترل جریان آب اضافی عبارت‌اند از پایداری در برابر دما، شوری (املاح و یون‌های موجود در آب) و pH سازند، همچنین مقاومت مکانیکی انسداد آب، نقش مهمی را ایفا می‌کنند.

## مروری بر مطالعات صورت گرفته پیرامون ژل پلیمرها

Nedham و همکارانش در سال ۱97۴ سیترات آلومینیم را به‌عنوان جایگزینی برای کروم مطرح کردند. آن‌ها پلی اکریل آمید هیدرولیز شده و عامل شبکه ساز سیترات آلومینیم را که در pH بین 7-6 ژل تشکیل می‌دهد را به محیط متخلخل تزریق و شاهد کاهش تروآیی آب نسبت به نفت بودند. نتایج آن‌ها حاکی از آن بود که با افزایش p و کاهش غلظت آلومینیم، زمان‌بندش ژل افزایش می‌یابد؛ اما بر اساس نتایج آن‌ها عامل شبکه ساز در شرایط یکسان ضعیف‌تر از استات كروم عمل می‌کند. Nagra و همکارانش در سال ۱۹۸۶ سامانه ژل پلیمر طبیعی جدیدی را برای کاربرد در دمای بالا معرفی کردند که شامل پلیمر طبیعی لیگنوسولفونات و عامل شبکه ساز Cr (III) است. این ژل شامل ۲ درصد لیگنوسولفونات و 5/0 تا ۵ درصد کروم است. لیگنوسولفونات در دمای بالاتر از ۱۴۸ درجه سانتی‌گراد بدون نیاز به عامل شبکه ساز نیز ژل تشکیل می‌دهد. خواص این ژل به جنس چوب و نوع فرآیند تولید کاغذ بستگی دارد. همچنین از خواص جالب این نوع ژل پایداری آن تا دمای ۳۶۰ درجه سانتی‌گراد می‌باشد. گرچه لیگنوسولفونات ارزان‌قیمت است اما به علت نیاز به غلظت بالای کروم این سامانه ژل پلیمر ازلحاظ اقتصادی مقرون‌به‌صرفه نیست و به‌این‌علت تاکنون در هیچ چاهی تزریق نشده است، Strom و همکارانش در سال ۱۹۸۹ یک بیوپلیمر جدید توسط باکتری Alcaligenes تولید نمودند. این پلیمر توسط استات کروم، تولید یک ژل با استحکام بالا می‌کند. این پلیمر همچنین می‌تواند بدون نیاز به عامل شبکه ساز و در شوری بالا (ppm۲۰۰۰-۴۰۰۰) تبدیل به ژل شود. آزمایش‌های انجام‌شده در شوری بالا نشان داده است که یون سدیم یک فاکتور مهم در فرآیند شبکه‌ای شدن است. ژل‌های ساخته‌شده به مدت ۲ سال در دمای C°74 پایدار بودند.

Sampath و همکارانش بیوپلیمر Alcaligenes را به‌منظور افزایش تولید نفت در چهار چاه تزریقی در " A"South East Bradley در اوکلاهاما استفاده نمودند و درنتیجه آن در عرض یک سال ۲۵۰۰۰ بشکه نفت اضافی تولید گردید. (به ازای هر پوند پلیمر تزریقی 8/0 بشکه نفت تولید گردید) Motfitt و همکارانش [39]. بر روی پلیمر پلی اکریل آمید و عامل شبکه ساز زیرکونیم لاکتات آزمایش‌هایی انجام دادند. زیرکونیم لاکتات ترکیبی است که نسبت به استات کروم سمیت کمتری دارد. نتایج آن‌ها حاکی از آن بود که این سامانه در برابر شوری زیاد مقاوم و در غلظت‌های پایین پلیمر عملکرد مناسبی دارد.Yeager و همکارانش [۴۰] در سال ۱۹۹۷ تحقیقاتی بر روی پلی اکریل آمید با عامل شبکه ساز آهن انجام دادند. مشخص شد این پلیمر با عامل شبکه ساز آهن در pH نزدیک به ۲، ژل تشکیل می‌دهد.

Simjoo و همکارانش ۱۴۱۱ در سال ۲۰۰۷ بر روی پلی آکریل آمید هیدرولیز شده و عامل شبکه ساز استات کروم و تأثیر یون‌های تک و دو ظرفیتی را با استفاده از روش آزمایش بطری مطالعه کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که یون‌های موجود در آب سازند باعث افزایش چروکیدگی و تخریب ساختار ژل می‌شود. Dadvand Koohi و همکارانش [۴۲] در سال ۲۰۱۰ بر روی پلی اکریل آمید سولفونه شده و عامل شبکه ساز استات كروم تحقیقاتی انجام دادند. آن‌ها تأثیر دما، نمک‌های تک و دو ظرفیتی، pH و غلظت پلیمر و عامل شبکه ساز و همچنین تورم ژل در آب مقطر و آب سازند را موردمطالعه قراردادند. نتایج آن‌ها حاکی از آن بود که با افزایش دما، افزایش غلظت پلیمر و عامل شبکه ساز زمان‌بندش ژل کاهش می‌یابد. ژل‌هایی که در محیط اسیدی ساخته می‌شوند زمان‌بندش بالاتری داشته و در محیط بازی این زمان کاهش می‌یابد. همچنین میزان تورم این ژل‌ها در آب سازند به علت وجود یون‌های موجود در آب سازند کاهش می‌یابد.

Al-Mumtasheri از سال ۲۰۰۴ تاکنون تحقیقات متعددی در مورد پلیمرهای بر پایه پلی آکریل آمید و عامل شبکه ساز پلی اتیلن ایمین انجام داده است. او شوری، دما،

pH، زمان‌بندش ژل، نسبت کاهش تراوایی آب نسبت به نفت، پایداری دمایی و شیمیایی و رفتارهای رئولوژیکی برخی از پلی اکریل آمیدها و عامل شبکه ساز پلی اتیلن ایمین را موردبررسی قرار داده است امروزه پلی اتیلن ایمین یکی از پرکاربردترین عوامل شبکه ساز آلی است که برای عملیات انسداد آب در دماهای بالا مورداستفاده قرار می‌گیرد پلی اتیلن ایمین برای انواع مختلف کوپلیمرهای بر پایه پلی اکریل آمید به شکل یک ژل پایدار موجود است [43]. Eidley و همکارانش از مخلوط ژل و سیمان برای بستن تولید آب در مخازن ماسه‌ای استفاده کردند. عملیات آن‌ها به‌صورت زیر انجام شد:

1. سیمان برای بستن شکاف‌های بزرگ استفاده شد.
2. ژل برای بستن ماتریس (حفره‌های کوچک) بکار گرفته

در عملیات ژل و سیمان همواره ابتدا سیمان عمل می‌کند و سپس ژل که این موضوع باعث جلوگیری از حرکت آب باقیمانده می‌شود. برای کنترل واکنش ژل و سیمان از عامل کاهنده استفاده شد. در حالی

که سیمان در فشار bar ۳۵ کارایی خود را از دست می‌دهد. سامانه ژل و سیمان تا فشار حدود bar ۱۸۰ پایدار است. مخلوط موردنظر پایداری خیلی خوبی را تا دمای C º144 از خود نشان داد [44].

بسیاری از ژل پلیمرهای طبیعی و ژل‌های معدنی را می‌توان در اثر تماس دادنشان با اسیدهای قوی، تجزیه شیمیایی کرد. البته ژل پلیمرهای حاوی عوامل شبکه ساز فلزی را نمی‌توان با اسیدهای قوی تخریب کرد بلکه نیاز به عوامل ژل زدایی دارای رادیکال آزاد جهت این مهم ضروری می‌باشد؛

ازجمله این دسته از عوامل ژل زدا می‌توان به اکسیدکننده‌هایی همچون هیدروژن پراکسید و سدیم هیپوکلریت که قادر به نابودی زنجیره پلیمری هستند اشاره کرد. واکنش‌پذیری و حساسیت بالای هیدروژن پراکسید در شرایط مخزن، ممکن است منجر به تجزیه آن حتی پیش از رسیدن به ژل شود، همچنین در اثر تجزیه هیدروژن پراکسید مقادیری اکسیژن در چاه و مخزن حاصل می‌شود که توجهات بیشتری در مقوله ایمنی می‌طلبد. استفاده از سدیم هیپوکلریت مزایا و پایداری بیشتری به نسبت هیدروژن پراکسید دارد [۴۵]. به‌طورکلی ژل‌های پلی اکریل آمید استات کروم (III)، با افزودن محلولی حاوی لیگاندی قوی‌تر از گروه کربوکسیل پلی اکریل آمید هیدرولیز شده، تخریب می‌گردند [46]. ترکیبات و روش‌های مختلفی با این ویژگی، چه تخریب و از بین بردن ژل‌های پلیمری شناسایی‌شده‌اند. ازجمله این ترکیبات می‌توان از عوامل کمپلکس کننده، آنزیم‌ها، اسیدهای قوی یا بازها، عوامل اکسیدکننده و استرها نام برد. هر یک از این مواد با یکی از دو مکانیسم نام‌برده شده در بالا و به دو صورت مستقیم و یا کپسول شده در یک غشاء توانایی تخریب ژل را دارند. در حالت کپسول شده، ماده موردنظر برای تخریب و از بین بردن ژل داخل یک غشاء کم‌تراوا قرارگرفته و با مرور زمان از داخل آن آزاد می‌شود. از مواد شکننده ژل کپسول شده بیشتر در مواردی که شکست ژل با تأخیر و به‌صورت کنترل‌شده مدنظر است. استفاده می‌گردد. عوامل اکسیدکننده، اسیدها و آنزیم‌ها با تخریب زنجیره پلیمری منجر به تخریب رول پليمرها می‌شوند. در مورد عوامل کمپلکس کننده فرآیند تخریب با حذف پیوند بین عامل شبکه ساز و زنجیره پلیمری انجام‌پذیر است. استرها دسته دیگری از مواد تخریب‌کننده ژل هستند. استرها با تولید اسیدی که منجر به تجزیه زنجیره پلیمری می‌شود و همچنین به کمک یک عامل کیلیت کننده، یون فلزی قوی‌تری از یون فلزی متصل به زنجیره پلیمری را تولید می‌کنند که درنتیجه آن پلیمر از عامل شبکه ساز جداشده و به‌تبع آن گرانروی ژل پلیمر در حد گرانروی آب کاهش می‌یابد [۴۷]. تاکنون ترکیبات و روش‌های مختلفی برای انتقال یا تخریب و از بین بردن ژل‌های پلیمری ارائه‌شده است. یکی از این ترکیبات، استفاده از اکسیدکننده‌های موجود در طبیعت است. از معایب کاربرد اکسیدانت­های شیمیایی قوی می‌توان به آسیب سازند، اثرات خورندگی محلول‌های اکسیدکننده بر روی دستگاه‌ها و از همه مهم‌تر ایمنی افراد، اشاره کرد. استفاده از عوامل کمپلکس کننده یکی دیگر از روش‌های تخریب و از بین بردن ژل پلیمری است. این مکانیسم تقابل شدیدی با مواد اکسیدکننده که به‌طور شیمیایی مولکول‌های پلیمر را تجزیه می‌کنند دارد. در این روش با حذف عامل شبکه ساز و از تعویض لیگاند با یک لیگاند غیر پلیمری، تخریب حاصل می‌شود. اسیدها و آنزیم‌ها نیز عموماً جهت کاهش گرانروی سیالات پلیمری شبکه شده با فلزات استفاده می‌شوند. این مواد جهت کاهش گرانروی، زنجیره‌های پلیمری سیال را تجزیه می‌کنند درحالی‌که در مقابل بخش شبکه شده فلزی پلیمر، نسبتاً بی‌اثر هستند. آنزیم‌ها در سازندهایی با دمای ۱۵ تا ۶۰ درجه سانتی‌گراد (Fº140-60)کاربرد دارند [۴۸]. استفاده از اسیدها نیز معمولاً به دماهای کمتر محدود می‌گردد، به‌علاوه ظرفیت بافری سازند، سیال تزریق‌شده می‌تواند تأثیر مهمی بر روی عملکرد اسیدها داشته باشد، درنتیجه اسیدها معمولاً تأثیر کمتری از دیگر مواد شکننده ژل دارند.

## مکانیسم عوامل شکننده ژل

به‌طورکلی مواد و ترکیباتی که برای تخریب ژل‌های پلیمری به کار می‌روند به دو روش کلی این فرایند را انجام می‌دهند. عوامل شکننده ژل یا با تولید رادیکال آزاد و کاربرد مستقيم ماده تخریب‌کننده‌این کار را انجام می‌دهند یا به‌صورت کپسول شده استفاده می‌شوند و سپس در زمان مناسب و موردنظر، عامل شکننده ژل را از خود آزاد می‌نمایند.

### عوامل شکننده ژل رادیکال آزاد

این عوامل، پتانسیل ایجاد رادیکال‌های آزاد روی مولکول‌های پلیمر را دارند و یک واکنش زنجیری می‌آورند که بازده عامل شکننده را افزایش می‌دهد. با افزایش دما، ماده شکننده ژل خیلی فعال می‌شود و زمان موردنیاز جهت شکستن ژل در غلظت بالاتر پلیمر، افزایش می‌یابد. فاکتور مهم دیگر گرانروی ژل است که با افزایش میزان پلیمر افزایش می‌یابد و درنتیجه افزایش گرانروی، انتقال رادیکال آزاد کم می‌شود [۴۹].

## انواع عوامل شکننده ژل

عوامل شکننده ژل، با شکستن مولکول‌های پلیمر به ذرات با وزن مولکولی کوچک‌تر، گرانروی ژل را کاهش می‌دهند. تلاش‌های زیادی جهت طراحی و کاربری این مواد برای حل این مشکل انجام‌گرفته است. به‌طور ایدئال یک عامل شکننده ژل در سطح چاه باید بیشترین تأثیر را روی ژل داشته باشد و بایستی به‌سرعت با ژل واکنش داده و گرانروی ژل را کاهش دهد. زمان شکست ژل تابعی از نوع عامل شکننده به‌کاررفته است [50]. می‌توان از عوامل کمپلکس کننده، اکسیدکننده­ها، آنزیم‌های اسیدها و عوامل استری به‌عنوان عوامل شکننده نام برد. در ادامه به بررسی بیشتر این ترکیبات پرداخته می‌شود.

اسیدها

### عوامل کمپلکس کننده

ترکیبات کمپلکس کننده، ترکیباتی هستند که در آن‌ها اتم مرکزی کمینه با یک پیوند داتیو با گروه‌های اتم‌های اطراف خود (لیگاندها) ارتباط برقرار می‌کند. در این ترکیب‌ها اتم مرکزی گیرنده جفت الكترون است. در این ترکیبات اتم مرکزی معمولاً دارای یک حفره الکترونی است که می‌تواند الکترون‌های جفت نشده لیگاند را بگیرد و یک پیوند کووالانسی – کوئوردینانسی (داتیو) تشکیل دهد. کمپلکس‌هایی که در آن‌ها انتقال الكترون می‌توان نقش به سزایی در تشکیل پیوند داشته باشد، ژل‌های دهنده - گیرنده می‌نامند. اکثر عناصر جدول تناوبی اعم از فلزات گروه اصلی، فلزات گروه واسطه و غیر فلزات می‌توانند کمپلکس تشکیل دهند. درروش تخریب و از بین بردن ژل با استفاده از عوامل کمپلکس کننده، جایگزینی با یک لیگاند افزوده‌شده، منجر به حذف شبکه سازه‌ها شده و درنتیجه تخریب آن‌ها، تخریب ژل صورت می‌گیرد. واکنش تخریب ژل توسط این دسته از مواد به‌صورت واکنش رابطه زیر صورت می‌گیرد [۵۱].

عوامل کمپلکس کننده در طول چاه با پلیمرهای ژل شده واکنش داده و باعث تخریب برگشت‌ناپذیر آن‌ها می‌شوند. لازم به ذکر است که در صورت غنی بودن مخزن از یون‌های فلزی مثل یون کلسیم، عوامل کمپلکس کننده از محلول‌های رقیق رسوب می‌کند؛ بنابراین بهتر است از مقادیر بیشتری از عامل کمپلکس کننده به‌منظور تخریب و از بین بردن ژل پلیمر باقی‌مانده در محلول، استفاده شود. همچنین می‌توان از کمپلکس کننده‌ای استفاده کرد که با پین موجود رسوب نکند؛ مانند اکسالات و پیرو فسفات این کمپلکس­ها نمک‌های نسبتاً نامحلولی را با یون کلسیم تشکیل می‌دهند [۴۶]. شایان‌ذکر است که به‌طورکلی فرآیند تخریب ژل در طول دوره زمانی نسبتاً کوتاهی به‌طور برگشت‌ناپذیری انجام می‌شود پلیمر تخریب‌شده در این حالت به شکل مایع جاری تبدیل و درنتیجه به‌آسانی جابه‌جا می‌شود. از مزیت‌های این روش می‌توان از کاربرد آسان، قیمت مناسب و قابلیت دسترسی آن نام برد. علاوه بر این درروش فوق پلیمر تجزیه‌شده و به مخزن نیز آسیب نمی‌رسد. Lockhart و همکارانش نیز توانستند با استفاده از این مواد ژل‌های پلی اکریل آمید-کروم (II) را در دمای ۲۰ و ۶۰ درجه سلسیوس تخریب کنند.

نرخ حلالیت عوامل کمپلکس کننده (اجزای کنترل‌کننده حلالیت) به ترکیب شیمیایی جزء، سطح تماس آن (سایز ذره)، دما و حضور نمک‌های حل‌شده در حلال بستگی دارد. انتخاب مواد مناسب برای شکستن عامل شبکه کننده نیازمند توجه به چند ویژگی است. این ویژگی‌ها شامل حلالیت پلیمر، میزان اسیدیته سیال و ویژگی‌های فیزیکی و شیمیایی ماده تخریب‌کننده است [46]. عوامل کمپلکس کننده، خود به دودسته آلی و غیر آلی تقسیم می‌شوند.

### عوامل کمپلکس کننده آلی

به‌طور خاص، این عوامل اجزایی دارای کمینه دو گروه تابعه مختلف شامل اکسیژن، نیتروژن یا گوگرد هستند و ترجیحاً از میان ترکیبات کربوکسیل، آمینو، پیریدین، ایمیدازول، هیدروکسیل و سولفیدریل انتخاب می‌گردند.

### عوامل کمپلکس کننده و غیر آلی

این ترکیبات می‌توانند از اجزای فسفروس مانند اسیدهای فسفریک و ارگانوفسفریک، نمک‌های آلکالین آن‌ها مانند سدیم پیرو فسفات و الكالین تری پلی فسفات، پایه­های غیرآلی مانند آمونیوم هیدروکساید و فلورایدهایی از فلزات آلکالین مانند پتاسیم فلوراید انتخاب شوند.

### اکسیدکننده‌ها

این عوامل جهت کاهش گرانروی از طریق تجزیه زنجیر پلیمر سیال، مؤثر هستند. اکسیدکننده‌های رایج مورداستفاده عبارت‌اند از آمونیوم، پتاسیم و نمک‌های سدیم پیروکسی دی سولفات ()، به علت حلالیت بالای آمونیوم پرسولفات در آب، کاربرد آن از سایر نمک‌ها بیشتر است. برای مثال تجزیه حرارتی پیروکسی دی سولفات (پرسولفات) و آمونیوم پرسولفات، رادیکال‌های سولفات با فعالیت بالایی را تولید می‌کند که به پلیمر حمله کرده و وزن مولکولی و گرانروی آن را کاهش می‌دهد. تجزیه پرسولفات و درنتیجه فعالیت آن تابع دما است. وقتی‌که دمای سیال از ۳۲ درجه سانتی‌گراد (۱۲۵ درجه فارنهایت) بالاتر رود، تولید رادیکال سولفات با سرعت بیشتری رخ می‌دهد [۴۶]. پراکسایدها، پراستیک اسید و دیگر پراسیدها نیز از خانواده اکسیدکننده‌ها هستند. این مواد، عامل شکست پلیمر را با تأخیر چندساعته، از ۱ تا ۱۰ ساعت، انجام می‌دهند؛ بنابراین باعث می‌شوند که شکافنده به‌خوبی عملیات شکاف سازی را انجام دهد. همچنین این مواد، ترکیبات دوستدار محیط‌زیست بوده و بقایایی که از این مواد طی فرآیند تخریب به‌جا می‌ماند استیک اسید و پراکسید هیدروژن هستند که به اکسیژن و آب تبدیل می‌شوند. فاکتورهای مهم برای کنترل زمان شروع تخریب و از بین بردن ژل و درجه کاهش گرانروی توسط پر استیک اسید یا دیگر پراسیدها شامل pH سیال (pH قلیایی کاهش گرانروی را بیشتر می‌کند)، دمای سیال (در دماهای بالاتر کاهش گرانروی بیشتر است) و غلظت پراسید (غلظت‌های بالاتر فعالیت را افزایش می‌دهد به‌ویژه در مقادیر دما و pH کمتر از مقدار بهینه) است. غلظت بهینه پراستیک اسید یا دیگر پراسیدها به میزان گرانروی پلیمر به‌کاررفته در سیال شکافنده یا دیگر سیالات چاه بستگی دارد همچنین دما و Ph سیال عملیاتی چاه بر روی میزان با غلظت پراسید موردنیاز جهت کاهش گرانروی تأثیر دارد. مزیت دیگر این مواد، مایع بودن آن‌ها هستند. حالت مایع پراسیدها، کاربرد و پراکندگی این مواد را در سیالات عملیاتی چاه تسهیل می‌کند. استفاده از پراسیدها ممکن است به‌صورت پیوسته یا متناوب، به‌گونه‌ای که اختلاط به‌خوبی انجام شود، صورت گیرد. ورود پراسید به داخل سیال عملیاتی چاه بلافاصله پیش از پمپ سیال به داخل چاه، انجام می‌شود. محلول‌های پر استیک اسید آبی به‌ویژه در دماهای بالا و در pH های قلیایی و در حضور ناخالصی‌هایی مانند یون فلزی، در معرض تغییر ساختار هستند. جهت پایداری این مواد از پایدار کشنده‌هایی مانند پراکسید هیدروژن یا پایدارکننده های پراسید مثل پیروفسفریک اسید یا پیرو فسفات و ... استفاده می‌شود. محدوده pH مناسب از حالت خنثی تا قلیایی است و محدوده دما از ۳۰ تا ۹۰ درجه سلسیوس و میزان پیشنهادی، ۵۰ تا ۸۰ درجه سلسیوس است [52] به‌طورکلی در دماهای ۲۰۰-۱۲۵ درجه فارنهایت از عوامل اکسیدکننده برای تخریب و از بین بردن ژل استفاده می‌شود.

اکسیدکننده‌ها معمولاً برای تجزیه پلیمر بعد از عملیات شکاف سازی به کار می‌روند. تجزیه پلیمر در سیالات شکافند توسط عوامل اکسیدکننده با مکانیسم‌های رادیکال آزاد صورت می‌گیرد. در طول واکنش اکسیداسیون ذرات پلیمر شکسته شده و رادیکال‌های آزاد در آب می‌توانند با واکنش با یک‌ذره پلیمر به مواد نامحلول تبدیل شوند که این مشارکت و ترکیب باعث تخریب سازند می‌گردد.

کاهش غلظت پلیمر می‌تواند در برخی موارد یک‌راه حل باشد و باقی‌مانده پلیمر کمتری را در تجزیه ژل به‌جا بگذارد اما پلیمر باقی‌مانده نامحلول تولیدشده از شکست پلیمر هم چنان باعث انسداد کانال‌های ایجادشده می‌گردد و نرخ تولید سازند را کاهش می‌دهد. غلظت اولیه پلیمر نیز روی زمان شکست ژل مؤثر است. زمان موردنیاز جهت شکستن ژل در غلظت بالاتر پلیمر افزایش می‌یابد. فاکتور مهم دیگر گرانروی ژل است که با افزایش میزان پلیمر افزایش پیدا می‌کند و درنتیجه وقتی‌که گرانروی زیاد می‌شود انتقال رادیکال آزاد کاهش می‌یابد. عامل مؤثر دیگر در زمان شکست ژل، غلظت اکسیدکننده است به‌طوری‌که افزایش غلظت عامل شکننده ژل، زمان شکست را کاهش می‌دهد. لازم به ذکر است که این روش به دلیل امکان انتقال ذرات ناشی از تخريب ناقص ژل به داخل سازند و تخریب سازند و همچنین هزینه‌بر بودن و مسائل ایمنی کاربران، چندان کاربردی نیست و پیشنهاد نمی‌شود [۴۶].

**۳-۳-۳- آنزیم‌ها**

آنزیم‌ها عموماً جهت کاهش گرانروی سیالات پلیمری شبکه شده با فلزات استفاده می‌شود. این ترکیبات با تجزیه زنجیره‌های پلیمر سیال منجر به کاهش گرانروی می‌شوند، اگرچه در مقابل بخش شبکه شده فلزی پلیمر، بی‌اثر هستند. آنزیم‌ها در سازندهایی با دمای ۶۰-۱۵ درجه سانتی‌گراد استفاده می‌شوند اما در سیالات با اسیدیته بالا، شکست سریعی را فراهم نمی‌کنند. آنزیم‌های مناسب آلفا و بتا آمیلاز، آمیلو گلوکوزیداز، اليگوگلوکوزیداز، سلولز و همی سلولز هستند [۴۸]. آنزیم‌ها به دلیل خصوصیات ذاتی‌شان و فعالیت تجزیه‌کنندگی نامحدود پلیمر، نسبت به دیگر سامانه‌های شکننده مزیت دارند ولی کاربرد آنزیم‌ها به دلیل محدودیت‌های دما و فشار، به عملیات ایجاد شکاف دماپایین محدود می‌شود؛ بنابراین استفاده از آنزیم‌ها در مقیاس بالا صرفه اقتصادی ندارد. Huang[53] نشان داد که استفاده از آنزیم‌ها به همراه یک ماده دیگر همچون اکسیدکننده‌ها نتایج بسیار بهتری را نسبت به حالتی که آنزیم به‌تنهایی و یا اکسیدکننده به‌صورت منفرد استفاده می‌شود، نشان می‌دهد.

### اسیدها

اسیدها نیز می‌توانند به‌عنوان عامل شکننده ژل استفاده شوند اما کاربرد آن‌ها معمولاً به دماهای کمتر محدود می‌گردد. به‌علاوه ظرفیت باتری سازند و سیال شکافنده می‌تواند تأثیر مهمی بر عملکرد اسیدها بگذارد، درنتیجه اسيدها معمولاً تأثير کمتری از دیگر مواد شکننده ژل دارند. اسیدها ممکن است استرهایی باشند که تحت شرایط عملیاتی چاه به اسید تبدیل می‌شوند. برای شکستن عوامل شبکه ساز از تغییرات اسیدیته استفاده می‌شود. این مسئله به‌ویژه درباره ژل‌های شبکه شده با بورات صحت دارد. پیوندهای بورات/ پلیمر به‌آسانی بل کاهش اسیدیته بازیابی می‌شوند. شکستن شبکه سازه‌های دیگر مشکل‌تر است و به‌دقت بیشتری نیاز دارد. به‌عنوان‌مثال پلیمرهای شبکه شده زیر کونات خواص تمیز شوندگی ضعیف‌تری دارند [۴۸]

### عوامل شکننده استری

عوامل استر آلی در دماهای بالا به کار می‌روند. در این روش عامل شکننده استری آب کافت شده تا اسید و یک لیگاند فعال تولید کند. اسید تولیدی تجزیه زنجیره پلیمری را آغاز می‌کند و لیگاند فعالی، يون فلزی را از پلیمر جدا می‌کند تا درحالی‌که گرانروی را کاهش می‌دهد منجر به تجزیه بیشتر پلیمر گردد. استرهایی که ممکن است به کار روند شامل استرهای با وزن مولکولی کم () از اسیدهای کربوکسیلیک آلی یا مخلوط‌هایی از آن‌ها هستند. استرهای اسیدهای کربوکسیلیک شامل استرهای اتیلن دی آمین تترا استیک اسید (EDTA)، استرهای نیترپلوتری استیک اسید (NTA)، استرهای سیتریک اسید و استرهای هیدروکسی استیک اسید هستند [۴۱]. درنهایت و با مقایسه تمام روش‌های مذکور، عوامل کمپلکس کننده به خاطر کاربری آسان، ارزان و در دسترس بودن، تخریب کامل ژل پلیمر، عدم تخریب سازند، عدم وجود مسائل و مشکلات ایمنی و محیط‌زیستی به‌عنوان روش مؤثر جهت تخریب و از بین بردن ژل پلیمر در پروژه حاضر انتخاب شدند. لازم به ذکر است به جهت استفاده

درازمدت از ژل‌های پلیمری استفاده از این مواد نیز به‌صورت تماس مستقیم (نه به‌صورت کپسول شده) بوده است.

درنهایت و با مقایسه تمام روش‌های مذکور، عوامل کمپلکس کننده به خاطر کاربری آسان، ارزان و در دسترس بودن، تخریب کامل ژل پلیمر، عدم تخریب سازند، عدم وجود مسائل و مشکلات ایمنی و زیست‌محیطی به‌عنوان روش مؤثر در تخریب ژل پلیمر در پروژه حاضر به کار گرفته شدند. استفاده از این مواد نیز به‌صورت مستقیم و نه کپسول شده بود. در فصل بعدی مواد به‌کاررفته و روش انجام آزمایش­ها آورده خواهد شد.

**2-3-** هیدروژلها

به‌طورکلی هیدروژل‌ها شامل یک پلیمر قابل‌حل در آب، حلال (آب) و عامل شبکه ساز (يون فلزی یا آلی) هستند که می‌توانند بااتصال عرضی به شکل یک مجرایند ویسکوز یا ویسکوالاستیک درآیند و به دلیل دارا بودن بیشتر از %۹۵ آب در ساختار شبکه‌ای خود، هزینه عملیاتی پایین‌تر و ایمنی بیشتری دارند [19, ۲۰]. عوامل شبکه ساز باعث اتصال زنجیره پلیمر به یکدیگر می‌شود. [۲۱]. شبکه هیدروژل از پلیمرهای همگن یا کوپلیمر تشکیل‌شده‌اند و به دلیل حضور اتصالات عرضی شیمیایی مانند نقاط گره، اتصالات و یا اتصالات عرضی فیزیکی مانند گره خوردگی یا بلورینگی غیرقابل‌حل هستند. این اتصالات ساختار شبکه‌ای، خواص فیزیکی و مکانیکی هیدروژل‌ها را شکل می‌دهند [22, ۲۳]. ساختار شبکه و خواص فیزیکی پایدار هیدروژل‌ها به دلیل ایجاد این اتصالات است [۲۴]. این مجرابندها می‌توانند برای ساعت‌ها تا هفته‌ها در محل باقی بمانند [۱۵]. برای از بین بردن و حذف هیدروژل می‌توان آن را به سیالی با گرانروی پایین‌تر تبدیل و یا توسط اسید تجزیه کرد [۱۸]. فرآیند تهیه هیدروژل با عامل شبکه ساز در شکل ۱-۲ نشان داده‌شده است. در طول فرآیند ژل شدن، ماکرومولکول‌های پلیمر در حضور عامل شبکه ساز، دما و باگذشت زمان از حالت سیالی با گرانروی پایین به نام ژلانت به یک ساختار شبکه‌ای نیمه جامد تحت عنوان هیدروژل تبدیل می‌شود [۲۵].

هیدروژل‌ها به دودسته طبیعی و سنتزی تقسیم می‌شوند [۲۷]:

### هیدروژل‌های طبیعی

از پلیمرهای طبیعی مانند پلی ساکارید، زانتان، صمغ گوار، هیدروکسی اتیل سلولز و لیگنو سولفونات در تهیه هیدروژل­های طبیعی استفاده می‌شود [۲۸, ۲۹] عمده مشکل این نوع پلیمرها آسیب‌پذیری آن‌ها در مقابل حملات میکروبی است و نسبت به پلیمرهای سنتزی دارای مقاومت گرمایی کمتر، خاصیت چسبندگی کمتر و گران‌تر هستند. از محاسن این نوع پلیمرها می‌توان به عدم حساسیت آن‌ها به یون‌های دو ظرفیتی و قابلیت تزریق بهتر به چاه اشاره کرد [۳۰, ۳۱].

### هیدروژل‌های سنتزی

از انواع پلیمر مورداستفاده در تهیه این نوع از هیدروژل‌ها، می‌توان پلیمر پلی سدیم اکریلات، پلی سدیم وینیل سولفونات، پلی آکریل آمید را نام برد [۳۲]. از مهم‌ترین انواع پلیمری که در صنعت نفت به‌منظور ازدیاد برداشت نفت، بهبود بازیافت نفت و انسداد آب (کاهش تراوایی آب بدون تأثیر بر تراوایی نفت) مخزن استفاده می‌شود، خانواده پلی اکریل آمید با درجه آبکافت و وزن مولکولی مختلف است. خصوصیت نرم و ارتجاعی این پلیمرها باعث فعال بودنشان در شرایط هیدروژل نیمه جامد می‌شود [۲۴, ۳۳-۳۵]. زمانی که این گروه از پلیمرها در دمای بالا قرار می‌گیرند یا با محلول‌های قلیایی مخلوط شوند، تعدادی از گروه‌های آمید (CONH2) در زنجیره پلی اکریل آمید به گروه‌های کربوکسیلات (COO) تبدیل می‌شود. کسری از گروه‌های آمیدی که به گروه کربوکسیلات تبدیل می‌شود درجه آبکافت نامیده شده و در این حالت پلیمر، پلی اکریل آمید آبکافت شده نامیده می‌شود. در ادامه با اضافه شدن عامل شبکه‌سازی مانند استات کروم با توجه به پیوند ضعیف بين ليگاند استات و کروم، کروم از لیگاند خود جدا می‌شود و با گروه‌های کربوکسیلاتی پیوند ایجاد می‌کند و درنتیجه آن، هیدروژل به وجود می‌آید. این پلیمرها معمولاً مقرون‌به‌صرفه بوده و عوامل شبکه ساز در آن‌ها می‌تواند یون‌های فلزی و یا مولکول‌های آلی با پیوند کووالانسی باشد [۳۶-۳۸]. درجه آبکافت پلیمر اولیه و تغییرات آن با دما، نقش کلیدی در استحکام هیدروژل تولیدشده دارد. آبکافت زیاد پلیمر در حضور کاتیون‌های چند ظرفیتی موجود در مخازن نفتی، سبب ایجاد اتصالات عرضی اضافی در شبکه پلیمری می‌شود. در این شرایط آب از شبکه هیدروژل خارج‌شده و درنتیجه هیدروژل دچار پدیده چروکیدگی می‌شود و کارایی آن به‌شدت کاهش می‌یابد [۳۶]. یکی از روش‌های بهبود عملکرد پلیمر پلی اکریل آمید، افزودن گروه‌های سولفونه به ساختار آن است که باعث کاهش آبکافت آن در محیط‌های الکترولیتی می‌شود [۳۹].

### عوامل شبکه ساز

این عوامل زنجیره‌های پلیمری را با اتصالات عرضی به یکدیگر متصل می‌کنند و ساختار سه‌بعدی هیدروژل را تشکیل می‌دهند. عوامل شبکه ساز به دودسته آلی و معدنی تقسیم‌بندی می‌شوند. شبکه سازهای آلی با پلیمرها پیوند قوی کووالانسی تشکیل می‌دهند که با توجه به ماهیت پیوند در دمای بالا پایدارند ولی دارای استحکام پایین‌تری نسبت به شبکه سازهای معدنی هستند [۴۰]. مهم‌ترین این مواد عبارت‌اند از: فنل، فرمالدئید، هگزا، متیلن تترا آمین، پلی اتیلن ایمین، دی متیل مالونات و... [۴۱, ۴۲]. شبکه سازهای معدنی اغلب ترکیبات فلزی مانند استات کروم، استات کبالت، نیترات کروم، سیترات و استات آلومینیم، تترا کلرید زیرکونیم و ... هستند که با مولکول‌های پلیمر پیوند یونی تشکیل می‌دهند به همین دلیل در دمای بالا پایدار نیستند ولی استحکام بالایی دارند [۱۸, ۴۳]. آلومینیوم تنها در محدوده pH بین ۶-۷ مورداستفاده قرار می‌گیرد، زیرکونیوم گران و سمی است. کروم نیز سمی است. از بین این مواد معمولاً از کروم (III) در دماهای پایین و از پلی اتیلن ایمین در دماهای بالا استفاده می‌شود [۳۶].

## برخی از کاربردهای هیدروژل در صنعت نفت و گاز

### کاهش تراوایی آب بدون تأثیر بر تراوایی نفت در مخازن

مهم‌ترین خصوصیت این نوع از هیدروژل‌ها این است که سیال تزریق‌شده در ناحیه شکافدار با تراوایی بالا را حرکت می‌دهد و می‌تواند منجر به تشکیل توده جامد گردد. به دلیل تشکیل این لایه، تراوایی سیالات چاه کاهش می‌یابد. در این شیوه ابتدا مقداری از محلول پلیمری با نرخ مشخص و سپس محلول اتصالات عرضی به مخزن تزریق‌شده و با توجه به شرایط محیط، هیدروژل تشکیل می‌شود. تشکیل هیدروژل وابسته به شرایط محیط مانند دما، فشار، شوری، pH و ... است [۴۳-۴۵].

## انسداد در چاه

گاهی نیاز به انسداد موقت و یا جلوگیری از نفوذ سیال درون چاه برای عملیات و تحریک مناطق دیگر به وجود می‌آید که از آن جمله می‌توان از ایجاد شکستگی، شکاف یا اسید شویی در چاه نام برد. هم‌چنین هنگامی‌که نیاز به برداشتن یا تغییر تجهیزات درون چاه دیده می‌شود نیز این روش کاربرد دارد. روش‌ها و ترکیبات زیادی برای انجام این کار ضمن حفظ سیال سازند. پیشنهاد و استفاده‌شده است. از این عوامل انسداد می‌توان سیمان، ژل ويسكوز، الياف ریشه‌ای و ... را نام برد. از محلول‌های هیدروژل حاوی پلی ساکاریدها با عامل شبکه ساز در محیط‌های متخلخل نیز استفاده‌شده است [۴۶]. تصویری از نشت در فرآیند انسداد سیمان در چاه در شکل

۲ نشان داده‌شده است.

## مروری بر مطالعات گذشته

بروستا و همکارانش [۴۷] تأثیر عوامل مختلف بر روی زمان تشکیل ژل پلی اکریل آمید را مطالعه کردند. بر اساس نتایج به‌دست‌آمده زمان تشکیل ژل با دما، درجه آبکافت پلیمر، وزن مولکولی و غلظت عامل شبکه‌ای کننده تغییر می‌کند، نتایج آن‌ها نشان داد که زمان تشکیل ژل به غلظت پلیمر در مقابل غلظت عامل شبکه‌ای کننده حساس‌تر است. همچنین آن‌ها نشان دادند که حضور نمک‌های تک و دو ظرفیتی موجود در آب دریا و افزایش وزن مولکولی پلیمر باعث کاهش زمان ژل شدن می‌شود.

سیدانسک و همکارانش [۱۹, ۲۶] مطالعات کاملی بر روی انواع هیدروژل‌های تهیه‌شده با پلی اکریل آمید و استات کروم (III) انجام دادند. نتایج آن‌ها نیز نشان داد که سرعت ژل شدن به نوع پلیمر، وزن، ؟؟؟ درجه آبکافت، pH، نسبت پلیمر به عامل شبکه‌ای کننده، شوری و دما وابسته است. نتایج آن‌ها نشان داد که با افزایش مقدار عامل شبکه ساز کروم، استحکام ظاهری هیدروژل‌ها نیز افزایش می‌یابد و از طرف دیگر در محیط قلیایی، هیدروژل‌ها دارای استحکام بالاتری هستند. همچنین نتایج تحقیقات نشان داد که نمک NaCl تا غلظت ppm29200 تأثیر چندانی بر روی استحکام هیدروژل‌ها نداشته و تنها فرآیند ژل شدن را سریع‌تر می‌کند.

منتشاری و همکارانش [۳۸] برای کنترل آب در مخزنی با دمای بالا از سامانه پلی اکریل آمید ترشری بوتیل اکریلات پلی اتیلن ایمین استفاده کردند. آن‌ها زمان ژل شدن پلی اکریل آمید با پلی اتیلن ایمین در دماهای بالاتر از ºC ۱۴۰ و در فشار MPa ۳ را اندازه‌گیری کردند. نتایج پژوهش آن‌ها نشان داد که زمان ژل شدن با افزایش دما کاهش‌یافته و هیدروژل‌های تهیه‌شده در دماهای بالا (°C ۱۰۰ الی °C ۱۳۰) پایدار هستند.

وفایی و همکارانش [۴۸] برای کنترل آب در مخزن با دمای بالا از سامانه پلی اکریل آمید، هگزا متیلن تترا آمین استفاده کردند. آن‌ها نشان دادند در غلظت ثابت از پلیمر، افزایش غلظت هگزا متیلن تترا آمین باعث کاهش زمان ژل شدن در دمای °C ۹۰ می‌شود.

صالحی و همکارانش [۳۶] تأثیر نمک‌های تک و دو ظرفیتی، غلظت و نوع پلیمر و عامل شبکه ساز و همچنین تورم ژل در آب مقطر را بر روی ژل پلی اکریل آمید در دمای °C ۹۰ موردمطالعه قراردادند. نتایج آن‌ها نشان داد که با افزایش دما، افزایش غلطت پلیمر و عامل شبکه ساز زمان‌بندش ژل کاهش می‌یابد. همچنین نتایج آن‌ها نشان داد که ژل‌های تهیه‌شده با عامل شبکه ساز استات کروم نسبت به پلی اتیلن ایمین از استحکام بالاتری برخوردارند ضمن آن‌که زمان چروکیدگی و زمان تشکیل ژل با این عامل طولانی‌تر است.

عابدی و همکارانش (۴۹) اثر عوامل شبکه ساز آلی و معدنی را بر روی خواص ژل تهیه‌شده از پلیمر پلی اکریل آمید سولفونه در دمای °C ۹۰ موردبررسی قراردادند. آن‌ها از استات کروم (III) و نیترات آلومینیوم به‌عنوان عوامل شبکه ساز معدنی و از پلی اتیلن ایمین و هگزا متیلن اتر آمین به‌عنوان عوامل شبکه ساز آلی در تهیه هیدروژل استفاده کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که از میان هیدروژل‌های تهیه‌شده، هیدروژل با غلظت ppm ۳۰۰۰۰ از پلیمر و ppm ۱۷۵۰ از عامل شبکه ساز آلی پلی اتیلن ایمین دارای زمان‌بندش ۱۰ ساعت و مدول الاستیک Pa ۱۰۰ و شکست در کرنش ۲۰۵۰٪ دارای بهترین خصوصیات در بین نمونه‌های هیدروژل تهیه‌شده بود. همچنین آن‌ها هیدروژل تهیه‌شده از غلظت ppm ۳۷۰۷۱ از پلیمر و ppm ۱۳۰۹۶ از عامل شبکه ساز معدنی استات کروم را نیز با زمان‌بندش ۱۲ ساعت و مدول الاستیک Pa ۱۵۰ و شکست در کرنش ۱۴۹۰% گزارش کردند.

سیمجو و همکارانش [۵۰] تأثیر یون‌های تک و دو ظرفیتی را بر روی هیدروژل تهیه‌شده از پلی اکریل آمید و استات کروم، با استفاده از روش آزمایش بطری بررسی کردند. نتایج آن‌ها نشان داد که یون‌های موجود در آب سازند باعث افزایش چروکیدگی و تخریب ساختار هیدروژل می‌شود.

استورم و همکارانش [۵۱] از ترکیب بیوپلیمر جدید تهیه‌شده از باکتری آلکالیجنز و استات کروم توانستند ژلی با استحکام بالا تولید کنند. این پلیمر بدون نیاز به عامل شبکه ساز نیز می‌تواند در شوری زیاد (۲۰۰۰- ppm۴۰۰۰) تبدیل به ژل شود. آزمایش‌های آن‌ها نشان داد که ژل‌های تهیه‌شده توانایی پایداری در دمای C º ۷۴ به مدت ۲ سال را داشتند. هم‌چنین نتایج آن‌ها نشان داد که یون سدیم یک فاکتور مهم در فرآیند شبکه شدن در شوری زیاد است.

## بررسی اثر نانو ذرات در ساختار هیدروژل

تهیه هیدروژل‌ها برای هر شرایط دلخواهی، با استفاده از کنترل غلطت ترکیبات شیمیایی آن ممکن است. امروزه برای بهبود استحكام ژل از سیلیکات‌های لایه‌ای طبیعی مانند نانوبنتونیت و نانومونت مورلونیت و نانو ذرات سیلیکا استفاده می‌شود [۵۶, ۵۷]. در ذیل به برخی از این تحقیقات اشاره‌شده است.

معمولی‌ترین خاک رس مورداستفاده مونت مورلونیت است. هیدروژل‌های رسی خواص خوبی ازنظر استحکام، تورم و خاصیت الاستیسیته دارند. در غلظت‌های کم از خاک رس به علت اثر متقابل یون‌ها بین لایه - های با بار منفی خاک رس و بار مثبت عامل شبکه‌ای کننده و یا جذب زنجیره پلیمر به سطح خاک رس، مدول الاستیک هیدروژل کاهش می‌یابد. درحالی‌که در غلظت‌های زیاد به علت تشکیل پیوند هیدروژنی زنجیره‌های پلیمر با سطح خاک رس، خاصیت الاستیک هیدروژل افزایش می‌یابد؛ بنابراین به دست آوردن غلظت بحرانی از خاک رس به‌عنوان بهبوددهنده خواص در هیدروژل، امری مهم و ضروری است (۵۸). هم‌چنین در ساختار سیلیکات‌های لایه‌ای، بارهای منفی درون لایه‌های بلوری و کاتیون‌های مثبت مانند و  در فواصل بین لایه‌ها قرار می‌گیرند. این کاتیون‌ها به‌راحتی با مولکول‌های آب تعویض می‌شوند و درنتیجه باعث خاصیت آب‌دوستی سیلیکات‌ها می‌شوند [۵۹].

اعلایی و همکارانش [۶۰] فرآیند ژل شدن و نقش خاک رس سدیم مونت مورلونیت را در مقدار تورم هیدروژل‌های پلی اکریل آمید سولفونه و پلی اکریل آمید آبکافت شده استات کروم (III) بررسی کردند. آن‌ها نشان دادند که با افزایش مقدار خاک رس مقدار تورم هیدروژل کاهش و استحکام آن افزایش می‌یابد. همچنین آن‌ها نشان دادند که افزودن خاک رس، باعث کاهش عامل حساسیت هیدروژل نسبت به آب سازند می‌شود.

سلیمی و همکارانش [۲۴] به بررسی خواص فیزیکی و شیمیایی هیدروژل‌های تهیه‌شده با پلی اکریل آمید، استات کروم (III) و خاک رس کائولنیت به‌منظور انسداد آب در مخازن نفت پرداختند. نتایج تحقیقات آن‌ها نشان داد که افزایش خاک رس کائولنیت به دلیل عدم پراکندگی مناسب در بین ماتریس پلیمر، کلوخه شدن را افزایش داده و باعث کاهش خاصیت الاستیک هیدروژل می‌شود. افزایش کائولنیت اصلاح‌شده مانع نفوذ زنجیره پلیمر در میان لایه‌های آن و درنتیجه کاهش اثر متقابل بین خاک و زنجیره پلیمر شده و تغییری در خاصیت الاستیک هیدروژل ایجاد نمی‌کند.

اسکاج و همکارانش [۶۱] از نانو ذرات سیلیکات همراه با پلی اکریل آمید سیترات آلومینیوم در کاهش تراوایی آب در مخزن استفاده کردند. نتایج این پژوهش نشان داد که نانو ذرات سیلیکاتی می‌توانند در مغزه‌های آب‌دوست نفوذ کنند، ولی به‌تنهایی نقشی در بهبود تولید نفت ندارند. آن‌ها نشان داد که با توزیع این ذرات در محلول آبکافت شده پلیمر می‌توان به نتایج بهتری دست‌یافت.

دینگوی جونز و همکارانش [۶۲] از نانو ذرات سیلیکا همراه با پلی اکریل آمید در بهبود بازیافت نفت در مخازن با غلظت ppm ۳۲۸۶۸ از یون  و ppm ۸۷۳ از یون  در دمای Cº ۸۵ استفاده کردند. آزمایشات آن‌ها نشان داد که افزودن ۱٪ وزنی از نانو ذرات سیلیکا به هیدروژل باعث افزایش گرانروی ظاهری از mPa.s 3/26 به mPas.s9/136 شده و مدول الاستیک هیدروژل را به دلیل واکنش گروه آمید پلیمر و گروه سیلانول () در نانو ذرات سیلیکا از mPa ۱۰ به mPa ۷۰ در فرکانس  (Hz16/0) افزایش می‌دهد. شکل ۲-۲ نتایج آزمون‌های آن‌ها را برای مدول الاستیک هیدروژل نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، افزایش غلظت نانو ذرات سیلیکا در هیدروژل، باعث افزایش مدول الاستیک آن شد.

به‌طورکلی از بین مواد مورداستفاده برای استحکام هیدروژل، ذرات سیلیکا آب‌دوستی شدیدی دارند. وجود گروه‌های هیدروکسی در ساختارشان سبب تجمع آسان در بسترهای پلیمری می‌شود [۵۷, ۶۳]

برخی از خصوصیات هیدروژل‌ها به‌صورت جزئی‌تر و در شرایط مختلف در جدول ۲-۲ آورده شده است:

## نحوه جای‌گیری هیدروژل در چاه

ژلانت معمولاً در سطح چاه تهیه‌شده و پس از تزریق به درون چاه بعد از مدت‌زمان معین، تبدیل به یک هیدروژل سفت و با استحکام بالا می‌شود که توانایی انسداد موقت در عملیات تعمیر چاه را دارد [۱۵]. همان‌طور که در شکل ۲-۴ نشان داده‌شده است، هیدروژل باید پس از تزریق و دادن زمان کافی برای بندش، توانایی انسداد چاه به‌طور کاملاً اقتصادی و با حفظ شرایط ایمن و به حداقل رساندن خطرات مربوط برای حفظ میزان تولید را داشته باشد. این خصوصیات باعث می‌شود تا هیدروژل تشکیل‌شده باعث انسداد چاه و درنتیجه محافظت از ناحیه تولید شود و زمان کافی برای دیگر عملیات چاه را بدهد [۱۸].

### خصوصیات هیدروژل مورداستفاده در انسداد چاه

برای انجام عملیات گفته‌شده به‌طور کاملاً اقتصادی و ایمن و عدم آسیب به سازند نیاز به سیالی با عملیات

1. عدم نیاز به تجهیزات خاص برای تزریق تا ناحیه موردنظر در چاه؛
2. توانایی تحمل فشار هیدرواستاتیکی و فشار سازند. در چاه؛
3. استحکام حرارتی در محدوده دمایی موردنظر در عملیات چاه؛
4. توانایی اختلاط با انواع مختلف آب؛
5. دارای خواص قابل پیش‌بینی و قابل‌کنترل؛
6. تجزیه (ژل زدایی) راحت به سیال‌هایی با گرانروی پایین‌تر و تبدیل به پسماندهای سازگاربامحیط‌زیست؛
7. عدم آسیب به محیط سازند؛
8. عدم برهم‌کنش با جنس مخزن و صدمه به آن پس از ورود به مخزن [۱۶, 70, 71]

این خصوصیات باعث می‌شود تا هیدروژل تشکیل‌شده باعث انسداد چاه و درنتیجه محافظت از ناحیه تولید شود و زمان کافی برای دیگر عملیات چاه را بدهد [18].

## روش‌های مختلف ارزیابی مشخصات هیدروژل

همان‌طور که اشاره شد پلیمرها همراه با عامل شبکه ساز ابتدا به حالت ژلانت بوده و بعد از تزریق و تحت شرایط محیط از حالت مایع به جامد تغییر فاز می‌دهند. زمان تغییر فاز و خصوصیات جامد به‌دست‌آمده، دو عامل مؤثر بر عملکرد هیدروژل و درنتیجه انتخاب سامانه مناسب است. همچنین مسئله مهم دیگر در تهیه هیدروژل‌ها، استحکام مکانیکی و پایداری آن پس از نفوذ ژلانت به ناحیه موردنظر در برابر شرایط مخزن و چاه نفت (دما و آب سازند) و تشکیل ساختار سه‌بعدی آن است [۷۲]. حضور یون‌های کاتیونی در آب سازند در چاه‌های نفت بر روی زمان ژل شدن و استحکام هیدروژل اثر دارد زیرا سبب می‌شود که پلیمر با یون‌های کاتیون در رقابت با عوامل شبکه­ساز پیروز شود و با آن‌ها واکنش دهد [73].

روش‌های مختلفی برای ارزیابی سامانه‌های هیدروژل وجود دارد که از آن جمله می‌توان به روش آزمون بطری، آزمون گرانروی، آزمون رئولوژی و آزمون شبیه‌ساز چاه اشاره کرد. درروش آزمون بطری، ابتدا محلول ژلانت تهیه‌شده و داخل بطری‌هایی ریخته و در مرحله بعد بطری‌ها در دماهای مختلف گذاشته می‌شود. در بازه‌های زمانی مختلف با وارونه کردن بطری و بر اساس چگونگی حرکت ژلانت در داخل بطری، استحکام آن از طریق مشاهده تشکیل هیدروژل به‌طور کیفی و بر طبق کدبندی Sydansk بررسی‌شده و زمان‌بندش ژل در دمای موردنظر تعیین می‌شود [۷۴]. هم‌چنین از افزایش ناگهانی گرانروی در حین فرآیند ژل شدن نیز به‌عنوان یکی از تعاریف زمان ژل شدن یاد می‌شود [۷۵]. در این زمان فرایند ژل شدن شروع‌شده و هیدروژل تشکیل می‌شود [۷۶]. تغییرات گرانروی هیدروژل اطلاعات خوبی از زمان پمپاژ و ژل شدن آن می‌دهد [۱۶].

در آزمون رئولوژی با استفاده از دستگاه رئومتر، ماده را در یک دامنه تناوبی تحت شکست قرار می‌دهند تا با استفاده از نوع پلیمر، رفتار و سازگاری آن در دما و زمان‌های تشکیل مختلف مشخص شود. درواقع مبحث رئولوژی به مطالعه‌ی جریان و تغییر شکل مواد گفته می‌شود. زمانی که سیال در معرض یک تنش برشی قرار می‌گیرد، عملاً تحت یک تغییر شکل پیوسته قرارگرفته و وابسته به خصوصیات آن (مانند میزان تغییر شکل و ....) ممکن است به حالت اولیه خود برگشته یا به‌طور کامل تغییر ساختار دهد [۷۷، ۷۸].

آزمایش در شبیه‌ساز چاه برای تحلیل عملکرد هیدروژل تهیه‌شده در انسداد موقت چاه و با استفاده از دستگاه شبیه‌ساز چاه انجام می‌شود. در این آزمایش استحکام و پایداری هیدروژل تهیه‌شده تحت شرایط موجود در محیط چاه موردبررسی قرار می‌گیرد.

## تورم ساختار هیدروژل­های پلیمری

شکل ۲-۵ هیدروژل پلیمری را در حالت رهایش از تنش (قبل از تورم) و بلافاصله پس از شبکه‌ای شدن نشان می‌دهد که در محیط آبی متورم شده و به حداکثر میزان تورم تعادلی خود می‌رسد. مهم‌ترین عواملی که در توصیف این رفتار تورمی هیدروژل اهمیت داشته و مورداستفاده قرار می‌گیرد عبارت است از: کسر حجمی پلیمر در حالت متورم شده () که نشان‌دهنده مقدار مایعی است که هیدروژل می‌تواند جذب کند و به‌عنوان نسبت حجم پلیمر () به حجم هیدروژل متورم شده () تعریف می‌شود، کسر حجمی پلیمر در هیدروژل در حالت رهایش از تنش ()، جرم مولکولی زنجیره‌های پلیمر سازنده هیدروژل در حالتی که شبکه پلیمری در شرایط مشابه تهیه هیدروژل ولی در غیاب عوامل شبکه‌ای کننده تولیدشده باشد ()، جرم مولکولی زنجیره‌های پلیمر سازنده بین دو اتصال مجاور ().

جرم مولکولی بین دو اتصال مجاور، مقیاسی از درجه شبکه‌ای شدن زنجیره‌های پلیمری به‌حساب می­آید. در محاسبات، اغلب از متوسط جرم بین‌مولکولی بین دو اتصال مجاور در کل شبکه هیدروژل () استفاده می‌شود. بر اساس عوامل ذکرشده، روش‌های متعددی برای تشریح تورم هیدروژل‌های پلیمری ارائه‌شده است که روش نظریه تورم تعادلی و روش نظریه را بر الاستیسیته از مهم‌ترین این روش‌ها است [۲۲].

### نظریه تورم تعادلی

رفتار تورم هیدروژل‌هایی که شامل بخش‌های یونی نیستند را می‌توان با نظریه فلوری-رهنر تجزیه‌وتحلیل کرد [۸۰]. طبق این نظریه، اگر هیدروژل در مایعی غوطه‌ور شود و با محیطش به تعادل برسد، تنها دونیروی ترمودینامیکی اختلاط و جمع شوندگی زنجیره‌های پلیمری بر آن وارد می‌شود که در حالت تعادل این دونیرو باهم معادل هستند. رابطه (۲-۱) وضعیت فیزیکی هیدروژل را در حین تغییر فاز از حالت قبل از تورم به حالت متورم در موقعیت تعادلی برحسب تغییر انرژی آزاد گیبس بیان می‌کند.

در رابطه (۲-۱)،  بخشی از انرژی آزاد گیبس کلی () است که به علت نیروهای الاستیک جمع شوندگی درون هیدروژل ایجاد می‌گردد و  نتیجه اختلاط خود به خودی مولکول‌های مایع با زنجیره‌های پلیمری است؛ به‌عبارت‌دیگر می‌توان گفت که  مقیاسی از سازگاری پلیمر با مولکول‌های مایع پیرامونی است. این سازگاری، اغلب با عامل برهم‌کنش پلیمر حلال بیان می‌شود.

با ثابت نگه‌داشتن دما و فشار در رابطه (۲-۱) و مشتق‌گیری از آن به تعداد مولکول‌های حلال، رابطه (2-2) به دست می­آید.

در معادله اخیر،  پتانسیل شیمیایی حلال در هیدروژل و  پتانسیل شیمیایی حلال خالص است. در حالت تعادل، اختلاف‌پتانسیل شیمیایی حلال درون و بیرون هیدروژل () برابر صفر است؛ بنابراین با استفاده از معادله (۲-۲) می‌توان نتیجه گرفت که در حالت تعادل، تغییرات پتانسیل شیمیایی ناشی از اختلاط و الاستیک باهم برابر است. تغییرات پتانسیل شیمیایی ناشی از اختلاط را می‌توان از روابط گرما و آنتروپی اختلاط به دست آورد و تغییرات پتانسیل شیمیایی ناشی از نیروهای الاستیک جمع شوندگی زنجیره‌های پلیمری، با استفاده از نظریه را بر الاستیسیته قابل‌محاسبه است.

### نظریه را بر الاستیسیته

خواص اساسی هیدروژل‌ها در پاسخ به تنش‌های الاستیک وارده، شباهت فراوانی به خصوصیات لاستیکی طبیعی دارد. از این رفتار الاستیکی می‌توان برای تشریح رفتار تورمی هیدروژل‌های پلیمری استفاده کرد. نظریه‌های مختلفی در این زمینه برای لاستیک‌ها و هیدروژل‌ها ارائه‌شده است که در اغلب آن‌ها از حضور حلال چشم‌پوشی شده است. سیلیمن معادله مهمی در این خصوص ارائه نموده است که در آن، تأثیر حلال در پاسخ الاستیک هیدروژل لحاظ شده است. رابطه (۲-۳) تعمیم‌یافته رابطه سیلیمن است که توسط پپاس و مریل ارائه‌شده است.

در رابطه بالا،  تنش اعمال‌شده بر نمونه موردنظر،  چگالی پلیمر، R ثابت عمومی گازها

J/mol.K 314/8 دمای مطلق آزمایش (K)،  نسبت تنش،  وزن مولکولی پلیمر است. برای تحلیل تورم هیدروژل‌ها بر اساس رابطه (۲-۳) نیاز به آزمون‌های کششی بر روی نمونه‌های هیدروژل است. بر اساس نتایج آزمون‌های کششی، مقادیر تورم تعادلی هیدروژل‌ها و میانگین جرم مولکولی بین دو اتصال مجاور در شبکه هیدروژل محاسبه می‌شود [۲۲].

هم‌چنین چگالی شبکه شدن هیدروژل () از رابطه (۲-۴) و کسر حجمی پلیمر در هیدروژل و قبل از تورم () و کسر حجمی پلیمر متورم شده () به ترتیب از روابط (2-5) و (۲-۶) به دست می‌آید [22، 79، 81].

در رابطه (2-5)  چگالی پلیمر،  چگالی حلال مورداستفاده در تهیه هیدروژل،  نسبت وزنی هیدروژل بعد از بندش به وزن هیدروژل خشک است. در رابطه (2-6)  چگالی آب،  نسبت وزنی هیدروژل متورم شده در حالت تعادل به وزن هیدروژل خشک است.

روابطه (2-7) و (2-8) مقدار  و مقدار  را نشان می‌دهد [81].

در روابط بالا،  وزن هیدروژل بعد از بندش،  وزن هیدروژل متورم شده و  وزن هیدروژل بعد از خشک شدن است.

## ژل­زدایی

کاربرد گسترده هیدروژل در چاه‌های نفت و گاز که ازجمله این کاربردها می‌توان به عملیات انسداد آب در چاه‌های تولید، ایجاد لایه شکافی، انسداد چاه و غیره اشاره نمود، باعث مطرح‌شدن مسئله چگونگی انتقال و جابه­جایی این هیدروژل‌ها در میدان‌های نفتی شده است [71، 81]. علل مختلفی برای تخریب و از بین بردن ژل در طول یک مخزن وجود دارد که از آن جمله می‌توان به موارد زیر اشاره کرد:

1. انتقال ژلی که به‌اشتباه در نزدیکی چاه یا در محل تزریق یا سر چاه تولید قرارگرفته است؛
2. انتقال یا جایگزینی ژلی که تأثیر خود را ازدست‌داده است؛
3. بازنمودن مجدد منطقه‌ای که موقتاً مسدود شده است؛
4. تخریب و از بین بردن ژل‌های محلول در سطح که اغلب لازم است به‌عنوان بخشی از پروژه تمیز نمودن چاه تخریب شوند.

بنابراین با توجه به کاربرد گسترده ژل‌های پلیمری در جهان و هم‌چنین در منطقه خاورمیانه خارج کردن ژل‌های پلیمری ناکارآمد از مخازن نیز از اهمیت خاصی برخوردار است. دو روش کلی جهت تخریب و از بین بردن ژل‌های پلیمری عبارت‌اند از [83]:

الف) شکستن پیوندهای پلیمری

ب) شکستن پیوندهای عامل شبکه ساز با زنجیره پلیمری.

به‌طورکلی ژل‌های حاوی پلی اکریل آمید/ استات کروم (III)، با افزودن محلولی حاوی لیگاندی قوی‌تر از گروه کربوکسیل پلی اکریل آمید هیدرولیز شده، تخریب می‌گردند. ترکیبات و روش‌های مختلفی با این ویژگی، برای تخریب و از بین بردن ژل‌های پلیمری شناسایی‌شده‌اند [۴۵]. ازجمله این ترکیبات می‌توان از عوامل کمپلکس کننده، آنزیم‌ها، اسیدهای قوی یا بازها، عوامل اکسیدکننده و استرها نام برد [۸۴, ۸۵]. هر یک از این مواد با یکی از دو مکانیسم نام‌برده شده در بالا توانایی تخریب ژل را دارند. در ادامه به بررسی بیشتر این ترکیبات پرداخته می‌شود.

عوامل اکسیدکننده، اسیدها و آنزیم‌ها با تخریب زنجیره پلیمری منجر به تخریب ژل پلیمرها می‌شوند [۸۶]. در مورد عوامل کمپلکس کننده فرآیند تخریب با حذف پیوند بین عامل شبکه ساز و زنجیره پلیمری انجام‌پذیر است. استرها دسته دیگری از مواد تخریب‌کننده ژل هستند. استرها با تولید اسیدی که منجر به تجزیه زنجیره پلیمری می‌شود و هم‌چنین به کمک یک عامل شکست شبکه و حذف اتصال عرضی، یون فلزی قوی‌تر از یون فلزی متصل به زنجیره پلیمری را تولید می‌کنند که درنتیجه آن پلیمر از عامل شبکه ساز جداشده و به‌تبع آن گرانروی ژل پلیمر در حد گرانروی آب کاهش می‌یابد [87].

در جدول ۲-۳ به برخی از انواع مختلف عوامل ژل زدایی اشاره‌شده است:

ازنظر شرایط محیطی عوامل ژل زدایی دارای محدودیت‌های هستند. اکسیدکننده‌ها در دماهای°C ۹۰-50 و در pH خنثی تا قلیایی کاربرد دارد. در دمای بالا و در pH قلیایی و حضور ناخالصی‌هایی مانند یون‌های فلزی در معرض تغییر ساختار هستند [۹۳]. آنزیم‌ها دارای محدودیت دما و فشار هستند. بهترین کاربرد در دماهای کمتر از °C 60 است. استفاده از آنزیم‌ها در مقیاس زیاد به‌صرفه نیستند. فرآیند تخریب ژل در سیالاتی با اسیدیته بالا به‌کندی انجام می‌شود [۸۷]. استرها در دماهای بالا و اسیدها در دماهای پایین استفاده می‌شوند. از بین عوامل ژل زدایی، عامل کمپلکس کننده در دماهای مختلفی کاربرد دارد. عامل کمپلکس کننده پلی فسفات، هیدروژل تهیه‌شده از پلیمر ساکارید و عامل شبکه ساز یون زیرکونات را در دمای °C120 و هیدروژل پلی اکریل آمید با عامل شبکه ساز کروم را در دمای °C60 و °C 20 تجزیه کرده است [۸۳, ۸۸]

## مطالعات موردی تحقیقات اخیر انجام شده

### ژل نانوکامپوزیتی بر پایه بروماید با چگالی بالا برای انسداد موقت مخازن شکسته با سیستم‌های با فشار چندگانه (سال 2021-چین)

وجود همزمان فوران[[1]](#footnote-1) و هرزروی[[2]](#footnote-2) در مخازن شکسته با فشارهای چندگانه همواره چالش بزرگی برای صنعت نفت بوده است. اگرچه استفاده از سیال‌های کشنده با چگالی بالا می‌تواند ایمنی کنترل چاه را تضمین کند، مشکل هرزروی در لایه با فشار کم مشکل ساز است. ژل به طور گسترده‌ای به عنوان یک سیستم انسداد موقت استفاده می شود، اما سیستم ژل پلاگ معمول هنگامی که در ترکیب با سیال کشنده با چگالی بالا استفاده می شود، شناور می‌شود و منجر به تخریب انسداد موقت می‌شود. در پژوهشی که در سال 2021 توسط گروه تحقیقاتی Hu Jia انجام شد یک ژل نانوکامپوزیت مبتنی بر برومید با چگالی بالا سنتز شد و مکانیسم تشکیل ژل مورد بررسی قرار گرفت و عملکرد آن در آزمایشگاه ارزیابی شد. ژل با برمید سدیم (NaBr) و با پیوندهای کووالانسی به هم متصل می شود، چگالی آن 2/1 تا 5/1 گرم بر سانتی متر مکعب قابل تنظیم است و مقاومت دمایی آن می‌تواند به 160 درجه سانتی‌گراد برسد. آزمایشات رئولوژیکی نشان می‌دهد که محلول ژل دارای ویسکوزیته اولیه پایین است و به راحتی پمپاژ می‌شود. زمان ژل‌شدن را می‌توان از 8 تا 12 ساعت تنظیم کرد که می‌تواند مستقیماً توسط مته یا نازل جت معمولی شکسته شود و سپس به عقب برگردد. همچنین می‌توان آن را در ترکیب با سیال کشنده با چگالی بالا برای اطمینان از اثر انسداد موقت استفاده کرد. در شکستگی های با اندازه نوک (014/0 سانتی متر)، حداکثر فشار قابل تحمل توسط این ژل 52/17مگاپاسکال است و بازیابی نفوذپذیری مجدد می‌تواند بدون استفاده از عامل ضدژل (شکننده ژل) به 87 درصد برسد. این پژوهش، یک سیستم ژل جدید را برای مخازن چند فشار معرفی می کند که می تواند در ترکیب با سیال کشنده با چگالی بالا استفاده شود و توصیه هایی برای کاربرد مهندسی آن ارائه می‌دهد.

**آماده سازی سیال کشنده و ژل**

ابتدا محلول پایه با چگالی بالا از سدیم بروماید با هم زدن مداوم به مدت 15 دقیقه در آب مقطر تهیه می‌شود و سپس تیواوره و لاپونیت با هم زدن مداوم به مدت 30 دقیقه به آن اضافه شد. سپس SPAM (پلی اکریل آمید سولفونه شده) اضافه شد و به مدت 6 ساعت مدام استیرر شد. در نهایت، PEI (پلی اتیلن ایمین) رقیق شده اضافه شد و به مدت 10 دقیقه به طور مداوم استیرر شد.

تهیه سیال کشنده: برمید سدیم (NaBr)، برومید کلسیم (CaBr2)، کلرید کلسیم (CaCl2) و فرمات پتاسیم (CHKO2) با هم زدن مداوم به مدت 15 دقیقه به آب اضافه شدند تا چهار نوع سیال کشنده چاه بدون جامد (solid-free) شبیه سازی شود. فرآیند فوق در دمای اتاق و 400-300 دور در دقیقه انجام شد. این سیالات بر اساس فرمولاسیون و چگالی‌های مختلف ساخته شدند.

**اندازه گیری میزان ژل شدن و قدرت ژل**

میزان ژل شدن و قدرت ژل به دلیل صرفه جویی و سادگی از طریق تست بطری و کد قدرت ژل اندازه گیری شد. ژل‌ها براساس وضعیت جریان و ویژگی‌های آویزان به دیوار، که در شکل نشان داده شده است، به 9 دسته (کدهای A تا I) طبقه بندی شدند.



شماتیک کدهای مختلف قدرت ژل، اقتباس شده از Sydansk و Argabright. کدهای (A) تا (I) به شرح زیر است: کد A: هیچ ژل پیوسته قابل تشخیصی تشکیل نشده است. کد B: ژل با جریان بالا. کد C: ژل روان. کد D: ژل با جریان متوسط. کد E: ژل به سختی جریان دارد. کد F: ژل بدون جریان بسیار تغییر شکل پذیر. کد G: ژل غیر روان با تغییر شکل متوسط. کد G: ژل غیر روان با کمی تغییر شکل. و کد I: ژل سفت و سخت.

A، B، C، D و E ژل قابل روان هستند. F، G و H تغییر شکل سطحی دارند یا ژل بی حرکت هستند و I یک ژل سفت و سخت است که تغییر شکل سطحی را نشان نمی دهد. در این آزمایش، رفتار ژل شدن ژل‌ها با غلظت‌های مختلف برومید سدیم و pH را در دمای 160 درجه سانتی‌گراد آزمایش شد. استفاده از بطری شیشه‌ای به دلیل دمای بالا (160 درجه سانتی‌گراد) خطر انفجار را به همراه داشت، بنابراین تمام نمونه‌ها به مخزن aging منتقل شدند و سپس برای مشاهدات در آون با دمای 160 درجه سانتی‌گراد قرار داده شدند. برای تهیه محلول‌های پایه ژل با pH های مختلف از NaOH و HCl استفاده شد.

**اندازه گیری های رئولوژیکی**

مطالعه خواص رئولوژیکی ژل ها برای در نظر گرفتن عملکرد پمپاژ آنها مهم است. ویسکوزیته ظاهری محلول اولیه ژل با استفاده از رئومتر DV3T با افزودن تقریباً 10 میلی لیتر از محلول اولیه ژل به یک ظرف استوانه ای آزمایش شد. خواص رئولوژیکی ژل نهایی توسط رئومتر چرخشی HAAKE RS600 (آلمان) اندازه گیری شد. اندازه‌گیری در حالت منحنی فرکانس نوسانی با فرکانس آزمایشی 1/0 تا 40 هرتز و تنش 1 Pa تنظیم شد. این قدرت تنش پیوندهای گذرا ژل را نمی‌شکند و ژل در محدوده ویسکوالاستیک خطی قرارمی‌گیرد. در نهایت منحنی‌های مدول الاستیک (G' ) و مدول ویسکوز (G'') با فرکانس به دست می‌آیند. تمام آزمایشات در دمای 25 درجه سانتی‌گراد انجام شد.

**سازگاری با مایع کشنده و مکانیزم تشکیل ژل**

تست سازگاری ژل چگالی بالا و ژل خالص (ژل بدون وزن) با چهار مایع کشنده معمولی به این صورت بود که ژل ها با مایعات کشنده در حجم 1:2 مخلوط شده و در آون با دمای 160 درجه سانتیگراد به مدت 12 ساعت نگهداری می‌شوند تا وضعیت ژل شامل ژل شدن، چروکیدگی یا تورم، شناور شدن و ته نشینی (precipitation) مشاهده شود. در این مقاله، طیف‌سنج مادون قرمز تبدیل فوریه (WAF-520، Beijing Rayleigh analytical instrument co., LTD.) برای مطالعه مکانیسم تشکیل ژل HDGEL در دمای بالا استفاده شد. طیف ها از 400 تا cm-14400 جمع آوری شدند. نمونه‌های آزمایشی انتخاب‌شده عبارت بودند از SPAM، لاپونیت و ژل با برمید سدیم 36 درصد.

ژل در دمای 160 درجه سانتی‌گراد به مدت 12 ساعت قرار داده شد، در دمای 60 درجه سانتی‌گراد خشک شد و به پودر جامد تبدیل شد و با فشار دادن بروماید پتاسیم (potassium bromide pressing) آزمایش شد. کالریمتری اسکن تفاضلی (DSC 823، Mettler-Toledo، سوئیس) برای آزمایش کمی پایداری حرارتی ژل­ها استفاده شد. ژل های فرمول های A، B، C، D و E در آون در دمای 160 درجه سانتی‌گراد به مدت 12 ساعت قرار داده شدند و سپس برای آزمایش DSC خارج شدند. تقریباً 5 میلی‌گرم از ژل‌های بالغ در یک ظرف محفظه آلومینیومی بسته شده با سوراخ‌های کوچک با استفاده از ظرف محفظه آلومینیومی خالی به عنوان نمونه مرجع قرار داده شد. منحنی‌های DSC از ۲۵ درجه سانتی‌گراد تا ۲۰۰ درجه سانتی‌گراد با نرخ گرمایش ۸ درجه سانتی‌گراد در دقیقه به‌دست آمدند و نرخ گاز نیتروژن برای کل فرآیند ۵۰ سانتی‌متر مکعب بر دقیقه بود.

**اندازه گیری انسداد موقت**

از آزمایش جریان هسته برای آزمایش کنترل هرزروی سیال و عملکرد بازیابی نفوذپذیری مخزن HDGEL استفاده شد.



دستگاه اندازه‌گیری جریان و نفوذپذیری گاز (این شامل اندازه‌گیری‌های انسداد موقت، آزمایش نفوذپذیری هسته و آزمایش‌های برگشت جریان است).

این آزمایش استفاده از ژل را به عنوان یک عامل پلاگ چاه برای جداسازی مایع کشنده و مخزن شبیه‌سازی می‌کند. الصبا و همکاران (2014) یک سری شکاف های مخروطی را برای شبیه سازی عرض شکست در اندازه های مختلف نوک (tip) (1-2 میلی متر) ایجاد کردند. مخروطی (taper) می تواند مورفولوژی نامنظم شکستگی­ها را با دقت بیشتری شبیه سازی کند. در آزمایش‌های ما، از دو هسته فولادی برای شبیه‌سازی شکستگی‌های مخزن استفاده شد که یکی از آنها یک هسته فولادی مخروطی برای شبیه‌سازی نوک شکست (۰۱۴/۰ سانتی‌متر)، و دیگری برای شبیه‌سازی شکستگی موازی (۲۱۸/۰ سانتی‌متر) بود. داده های اصلی هسته ها در جدول 3 نشان داده شده است. ماتریس هسته فولادی یک کانال جریان (منظم) ارائه نمی کند و یک کانال جریان به طور نامنظم مخروطی است، بنابراین سطح مقطع A در معادله دارسی به طور دینامیکی تغییر می کند. گاز بدون محاسبه نفوذپذیری از هسته عبور می کند و تنها فشار ورودی، فشار خروجی و سرعت جریان برای محاسبه بازیابی نفوذپذیری مجدد توسط رابطه (1) ثبت می شود.



η: بازیابی نفوذپذیری مجدد، ٪.

P1، P2: فشار ورودی هسته و فشار خروجی هسته قبل از آزمایش، (MPa).

P3: فشار ورودی هسته و فشار خروجی هسته پس از آزمایش (MPa).

Q1، Q2: سرعت جریان حجمی قبل و بعد از آزمایش، (cm3/min).

مراحل آزمایشی خاص به شرح زیر است: (1) محلول اولیه HDGEL (400 میلی لیتر) و مایع کشنده (500 میلی لیتر) را در ظرف میانی بریزید و آن را در فر با دمای 160 درجه سانتیگراد به مدت 12 ساعت قرار دهید. (2) نیتروژن از هسته عبور می کند و فشار (P1، P2)، سرعت جریان حجمی (Q1)، ورودی هسته، خروجی، و توپوگرافی مشخصات را ثبت می کند. (3) آب بندی تاسیسات آزمایش جریان هسته را بررسی کنید، و سپس خط لوله را مطابق شکل 2 وصل کنید، قبل از ادامه به مرحله بعدی، دما را تا 160 درجه سانتیگراد افزایش دهید. (4) کمپرسور هوا و پمپ با سرعت جریان ثابت 1 میلی لیتر در دقیقه برای آزمایش عملکرد اتلاف سیال ژل، ثبت فشار ورودی، اتلاف مایع و فشار عبوری، اجرا و تزریق شدند. (5) پس از تکمیل ارزیابی عملکرد از دست دادن سیال، ورودی، خروجی و توپوگرافی پروفیل هسته را ثبت کنید. (6) در خروجی نگهدارنده هسته اصلی، یک سیلندر نیتروژن را برای شبیه سازی جریان برگشت وصل کنید.

پس از 10 تا 30 دقیقه جابجایی تحت فشار 1 تا 5 مگاپاسکال، فشار (P3، P4)، سرعت جریان حجمی (Q2)، ورودی، خروجی و مورفولوژی profile را ثبت کنید و سپس با معادله (1) برای بدست آوردن نفوذپذیری هسته محاسبه کنید. بهبود.

انتهای خروجی نگهدارنده هسته در طول فرآیند جریان برگشت شبیه سازی شده به فشار اتمسفر متصل می شود، ژل مورد استفاده فرمول B بود، مایع کشنده 36% محلول NaBr بود و کل آزمایش در دمای 160 درجه سانتیگراد انجام شد.

**عملکرد تشکل ژل**

جدول 4 زمان ژل شدن فرمول­های مختلف ژل را در دمای 160 درجه سانتیگراد با زمان نشان می­دهد. نشان می­دهد که افزایش غلظت برومید سدیم زمان ژل شدن ژل را به تاخیر می اندازد. هنگامی که غلظت برومید سدیم 0٪ و 36٪ بود، تفاوت معنی داری در زمان ژل شدن وجود داشت که به ترتیب در 4 ساعت به کدهای F و C رسید. با این حال، زمانی که غلظت برومید سدیم بالاتر از 36٪ بود، زمان ژل شدن فرمول های مختلف ژل تفاوت معنی داری نداشت. علاوه بر این، همه ژل‌ها می‌توانند پس از گذشت زمان به مدت 11 ساعت در دمای 160 درجه سانتیگراد به کد F+ برسند، که می‌تواند الزامات عملیات انسداد و کشتن موقت معمولی را برآورده کند. دلایلی که چرا سدیم بروماید زمان ژل شدن را به تاخیر می اندازد به شرح زیر است: (1) اثر محافظ بار که بار مثبت در نمک های معدنی بر روی گروه های کربوکسیلیک پلیمر اثر می گذارد و تعداد سایت های کربوکسیلات موجود برای اتصال عرضی با PEI را کاهش می دهد. (2) زنجیره مولکولی پلیمری تحت غلظت بالای نمک تمایل به پیچ خوردن دارد و گروه آمید خنثی به دلیل انقباض گروه کربوکسیل محدود می شود، بنابراین حمله PEI به گروه کربونیل متصل به گروه آمید دشوار است. دمای بالا باعث تسریع تشکیل ژل می شود. برای استحکام ژل بدون برمید سدیم در 4 ساعت می تواند به F برسد، که ممکن است با خطر خاصی از پمپاژ در کاربرد میدانی به دلیل ویسکوزیته و افزایش اصطکاک همراه باشد. سدیم برومید دارای اثر تاخیر در دمای بالا است که برای پمپاژ به لایه عمیق با دمای بالا (>140 °C) مناسب است، اما برای لایه کم دمای پایین (<75 °C) مناسب نیست زیرا ممکن است استحکام آنقدر کم باشد که پس از رسیدن به لایه هدف به مخزن نشت کند. تغییر pH بر اثر برهمکنش با سنگ ها ممکن است بر عملکرد ژل شدن ژل تأثیر بگذارد. ما مایعات پایه با pH های مختلف را برای آزمایش تأثیر تغییرات pH محیطی بر عملکرد ژل شدن HDGEL تنظیم کردیم. جدول 5 رفتار ژل شدن HDGEL را با pH های مختلف نشان می دهد. هنگامی که 9 و6وpH = 3 عملکرد ژل شدن نمونه B در دمای 160 درجه سانتیگراد تحت تأثیر قرار نگرفت، و زمانی که pH = 12، نمونه B برای تشکیل ژل دشوار بود و ویسکوزیته پایینی داشت. شکل 3 نشان می دهد که یکپارچگی ژل در pH = 6, 9 در مقایسه با pH = 3 بهتر است.



شکل 3. وضعیت فیزیکی HDGEL بالغ در pH متفاوت (160 درجه سانتیگراد، 24 ساعت، نمونه B).

محدوده pH قابل استفاده برای HDGEL، 3تا 9 است و قلیاییت ضعیف باعث افزایش خاصیت ارتجاعی ژل می شود، در حالی که اسیدیته ضعیف ژل را شکننده می کند. ما پیشنهاد می‌کنیم که گروه‌های کربوکسیل در SPAM در شرایط اسید ضعیف کمتر یونیزه می‌شوند و مکان‌های قابل کراسلینک گروه‌های کربوکسیل با PEI کمتر می‌شوند که منجر به کاهش قدرت می‌شود.

**ویژگی­های رئولوژی**

شکل 4 نشان می­دهد که ویسکوزیته ظاهری محلول­های ژل اولیه با غلظت های 0، 36، 54، 70 و 90 درصد برمید سدیم به ترتیب 2400، 6/920، 4/895، 9/796 و 3/657 میلی پاسکال بر ثانیه بود.



شکل. 4. ویسکوزیته اولیه ژل با غلظت­های مختلف برومید سدیم (25 سانتیگراد).

ویسکوزیته ظاهری ژل با افزایش غلظت برومید سدیم کاهش می­یابد و با آزمایش انجام شده توسط امانی و همکاران (2015) مطابقت داشت که افزودن نمک ویسکوزیته کلی ژل را کاهش می دهد. ویسکوزیته ظاهری ژل با برمید سدیم 36 درصد نسبت به ژل بدون برمید سدیم 6/61 درصد کاهش یافت، اما افزایش بیشتر غلظت برمید سدیم تأثیر معنی‌داری بر کاهش ویسکوزیته نداشت. این به دلیل اثر محافظ شارژ است. یون‌های سدیم در برومید سدیم ترجیحاً جایگزین مولکول‌های آب می‌شوند و جفت‌های یون متقابل را با گروه‌های کربوکسیل روی زنجیره‌های مولکولی SPAM تشکیل می‌دهند. در نتیجه محافظت از بارهای منفی روی زنجیره های پلیمری و تخلیه مولکول­های آب محدود شده است، بنابراین با افزایش غلظت برومید سدیم، مولکول های SPAM در محلول به تدریج تمایل دارند از شکل گسترده به زاویه شکل پیچ خورده خم شوند که این امر باعث کاهش حجم مؤثر مولکول و در نتیجه کاهش ویسکوزیته محلول می‌شود. از میدان، کاهش ویسکوزیته ژل برای پمپاژ به مخزن دمای بالا مطلوب است. ویسکوزیته اولیه بالای ژل باعث افزایش بار روی تجهیزات زمینی مزارع می شود. در این مقاله، ویسکوزیته اولیه HDGEL به میزان 6/61 -6/72 درصد (افت از 2400 به 920 و 657 مگاپاسکال) در مقایسه با ژل های بدون وزن (unweighted gels) کاهش یافت و نشان داد که افزودن برومید سدیم خطر پمپاژ را کاهش می دهد. برای کنترل انطباق، ویسکوزیته اولیه ژل به طور کلی کم است، به عنوان مثال 30-20 میلی پاسکال بر ثانیه، زیرا محلول ژل باید وارد سازندهای عمیق‌تر شود. برای مدیریت آب در نزدیک چاه، ویسکوزیته اولیه ژل در محدوده وسیع تری مانند 498-8 مگاپاسکال و 1600-200 مگاپاسکال در دسترس است. HDGEL عمدتاً برای انسداد چاه استفاده می شود و نیازی به پمپاژ به داخل سازند نیست، بنابراین سیستم دارای محدوده ویسکوزیته وسیع تری است. ویسکوزیته اولیه HDGEL از 657 تا 920 میلی پاسکال بر ثانیه است که به خوبی در محدوده ویسکوزیته قابل قبول در میدانها قرار دارد.

ژل‌های با غلظت‌های مختلف برومید سدیم برای مدول ویسکوز و مدول الاستیک پس از گذشت زمان در آون با دمای 160 درجه سانتی‌گراد به مدت 11 ساعت مورد آزمایش قرار گرفتند. همانطور که در شکل 5 نشان داده شده است، در فرکانس 1/25 هرتز، مدول الاستیک ژل بدون برومید سدیم 2/18پاسکال بود، در حالی که مدول الاستیک ژل با 90٪ ژل برومید سدیم 45.4 پاسکال بود که به میزان 249 ٪ پاسکال افزایش یافت.



مدول الاستیک (G') و مدول ویسکوز (G'') سیستم های ژل با غلظت­های مختلف برومید سدیم (160 درجه سانتیگراد، 11 ساعت).

مدول الاستیک ژل با افزایش غلظت برومید سدیم افزایش می یابد که کاملاً مخالف نتیجه سیستم ژل نمک آمونیوم (NH4Cl) است. ال کارسانی و همکاران دریافتند که افزودن NH4Cl منجر به کاهش مدول الاستیک ژل می شود. مدول ویسکوزیته ژل با سدیم بروماید 0 درصد 31 پاسکال در فرکانس 1/25 هرتز بود که 34/4 برابر بیشتر از ژل با 90% برومید سدیم بود. مدول ویسکوز ژل با افزایش غلظت برومید سدیم کاهش یافت و خاصیت ارتجاعی بالا و ویسکوزیته پایین نشان داد. HDGEL (1.6% SPAM و 0.4% PEI) مدول الاستیک کمتری نسبت به ژل معمولی مانند سیستم ژل (9% PAM و 1% PEI) با مدول الاستیک 1644 پاسکال دارد. با توجه به مشکلات خوردگی احتمالی ناشی از یون­های برمید، HDGEL را برای عملیات اتصال موقت کوتاه مدت توصیه می کنیم و ژل با استحکام بالا برای برگشت پس از عملیات انسداد موقت خوب نیست. بنابراین، قدرت HDGEL کمتر تنظیم شد. با این حال، استحکام HDGEL را می توان با افزایش غلظت لاپونیت، مطابق با شرایط کاری، افزایش داد. پس از عمل انسداد موقت، که معمولاً برای شکستن ژل از نظر شیمیایی و فیزیکی استفاده می شود، جریان برگشتی مهم است. در روش شیمیایی عمدتاً از پرسولفات آمونیوم ((NH4)2S2O8) یا پرسولفات پتاسیم (K2S2O8) به عنوان شکننده انسداد استفاده می کند. روش فیزیکی عمدتاً از مته ها و لوله های مارپیچ برای شکستن ژل استفاده می کند. شکل 6 خصوصیات مورفولوژیکی ژل با 0% و 36% سدیم برومید را پس از 6 روز در دمای 160 درجه سانتیگراد نشان می دهد.



شکل. 6. وضعیت فیزیکی ژل ها با 0% و 36% برومید سدیم (160 درجه سانتیگراد، 6 روز).

ژل با برمید سدیم الاستیک و شکننده است، در حالی که ژل بدون برمید سدیم هنوز بسیار چسبناک است.

بدیهی است که دومی به راحتی توسط مته یا نازل جت معمولی در عملیات جریان برگشت شکسته می شود، در حالی که اولی نیاز به استفاده از ژل شکن دارد.

**سازگاری با مایع کشنده**

در فرآیند تکمیل و کار، تماس پلاگ با مایع کشنده اجتناب ناپذیر است.

اگر این دو با هم سازگار نباشند، مانند نمک، ته نشینی، ژل شدن سخت، یا چگالی مایع کشنده کاهش می یابد، که منجر به شکست عملیات انسداد موقت و خطر کنترل چاه می شود. جدول 6 سازگاری فرمول ژل A و B را با مایعات کشنده مختلف در دمای 160 درجه سانتیگراد به مدت 12 ساعت نشان می دهد. این نشان می‌دهد که ژل بدون برمید سدیم تماماً شناور شده و عملکرد مسدود شدن موقتی را از دست می‌دهد، در حالی که چگالی ژل با برومید سدیم معادل مایع کشتن است و شناور نمی‌شود. مقایسه آزمایش‌های 1، 2، 3 و 4 نشان می‌دهد که پایداری ژل به شدت تحت‌تاثیر کاتیون‌های دو ظرفیتی است که با پژوهش­های صداقت‌زاده و همکاران همخوانی دارد.

جدول 6 تست سازگاری بین ژل با مایع کشنده (160 درجه سانتیگراد)



در آزمایش 1، با مقایسه فرمول های A و B، حجم ژل بدون برومید سدیم به دلیل اثر محافظ بار کاهش می یابد که یون های Ca+2 ترجیحاً جایگزین مولکول های آب می شوند. در طول تست سازگاری بین ژل و مایع کشنده، هیچ نمک یا رسوبی مشاهده نشد و ژل می تواند با همان چگالی مایع کشتن تشکیل شود.

اگرچه ژل با و بدون برومید سدیم به طور همزمان تحت تأثیر کاتیون‌های دو ظرفیتی قرار می‌گیرد، اولی تحمل آشکاری دارد و ژل در طول سازگاری با مایع کشتار شناور نمی‌شود، که عملکرد انسداد موقت را تضمین می‌کند. این نتیجه نشان می دهد که بهتر است در ترکیب با یک مایع کشنده با نمک کاتیونی تک ظرفیتی به عنوان عامل اصلی در کاربردهای میدانی استفاده شود.

**مکانیسم تشکیل ژل**



شکل 7. طیف سنجی مادون قرمز مواد مختلف.

فرمول واکنش برای تشکیل ژل با برومید سدیم در شکل 8 نشان داده شده است.



شکل 8. فرمول واکنش تشکیل ژل.

اجزای اصلی لاپونیت ترکیبات سیلوکسان و اکسید منیزیم هستند که به صورت زنجیره های منشعب به زنجیره اصلی مولکول SPAM پیوند کووالانسی دارند. یون های Br جایگزین بخشی از اتم های هیدروژن در زنجیره اصلی SPAM می شوند تا گروه هالوژنه C-Br را تشکیل دهند. در دمای بالا، SPAM تحت یک واکنش جایگزینی هسته دوست با PEI در قالب یک پیوند کووالانسی قرار می گیرد. این واکنش در نهایت گروه سولفونه را از دست می دهد.

**پایداری حرارتی**

DSC برای مقایسه کمی پایداری حرارتی ژل ها با غلظت های مختلف برومید سدیم استفاده شد. شکل 9 منحنی‌های DSC ژل بدون برمید سدیم را نشان می‌دهد که روند اول افزایش، سپس کاهش ناگهانی و در نهایت تثبیت را نشان می‌دهد، در حالی که ژل‌های با برومید سدیم پیک‌های گرماگیر متعدد را نشان می‌دهند.



شکل. 9. منحنی های DSC ژل با غلظت های مختلف برومید سدیم.

هیدرولیز SPAM یک فرآیند گرماگیر است که با نتایج تجربی شاملو و همکاران همخوانی دارد. با توجه به تجزیه و تحلیل ترمودینامیکی مرسوم، می توان در نظر گرفت که یک پیک گسترده تر در منحنی DSC نشان دهنده یک فرآیند واکنش اولیه است، بنابراین تجزیه ژل با 0٪ برومید سدیم یک واکنش اولیه است، تجزیه ژل ها با 36٪، 54٪ و 70 درصد برومید سدیم یک واکنش ثانویه است و تجزیه ژل با 90 درصد برومید سدیم یک واکنش سوم است. از منظر پیک های قوی، دمای تجزیه نهایی ژل ها با 0، 36، 54، 70 درصد و 90 درصد برمید سدیم 109.01 ، 127.41 ، 125 ، 133.8 و 13 درجه سانتیگراد، به ترتیب می­باشد.

پایداری حرارتی ژل ها با افزایش غلظت برومید سدیم افزایش یافت. اما دلیل این پدیده را نمی توان با روش های سنتی تحلیل کرد. باید در نظر داشت که غلظت بالای نمک در دمای بالا رسوب می کند و سپس سطح ژل را برای عایق کاری و حفاظت موقت می پوشاند. همانطور که در شکل 10 نشان داده شده است، ژل با برومید سدیم به تدریج کم آب شد و با افزایش دما، رسوب نمک ظاهر شد.



شکل. 10. تجزیه ژل ها با برومید سدیم در منحنی DSC.

پس از آن، سطح ژل با نمک پوشانده می شود و یک محیط بی هوازی موقت ایجاد می کند که در آن آب از تبخیر می ایستد و مکث کوتاهی در تخریب ژل ایجاد می شود. با افزایش دما، لایه محافظ نمک از کار می‌افتد و ژل به تخریب ادامه می‌دهد و لایه محافظ نمک را به صورت دوره‌ای تولید می‌کند تا زمانی که کاملاً تجزیه شود.

**کنترل اتلاف سیال و عملکرد بازیابی نفوذپذیری**

هنگامی که ژل از شکستگی خارج می شود، آب از طریق سطح شکستگی به داخل سنگ متخلخل نشت می­کند. شکل 11 عملکرد کنترل فشار و اتلاف سیال ژل با غلظت 36 درصد برومید سدیم را در شکستگی­های مختلف هسته نشان می­دهد.



شکل. 11. کنترل سیال در طول آزمایشات وصل کردن موقت (چپ: هسته 1؛ راست: هسته 2).

هسته 1 یک شکستگی موازی با عرض شکست 218/0 سانتی متر را شبیه سازی می کند. همانطور که در سمت چپ شکل 11 نشان داده شده است، فشار عبوری 39/0 مگاپاسکال است، اما در این زمان مایع کشنده از دست نمی رود، سپس به 41/0 مگاپاسکال می رسد، سپس به آرامی کاهش می یابد و در نهایت فشار به 0 مگاپاسکال کاهش می یابد. هسته 2 یک شکستگی مخروطی با عرض نوک 014/0 سانتی متر را شبیه سازی می کند که به متعلق به محدوده میکرو شکستگی (<015/0 سانتی متر) تعلق دارد.

همانطور که در سمت راست شکل 11 نشان داده شده است، فشار شکست 32/12 مگاپاسکال و بالاترین فشار 52/17 مگاپاسکال است، و یک روند نوسان چرخه ای به سمت بالا و پایین (به طور مکرر) فشار در طول فرآیند وجود دارد، زیرا حتی اگر ژل در ریز شکستگی­ها شسته شود، می توان آن را به راحتی دوباره پر کرد یا پل زد تا یک پل (Belt) محافظ ایجاد شود. از همان روش آزمایشی برای آزمایش عملکرد انسداد موقت ژل بدون برمید سدیم استفاده شد، و ژل‌ها شناور شدند و پس از قرار دادن در فر در دمای 160 درجه سانتی‌گراد به مدت 12 ساعت، ژل‌ها شناور شدند و عملکرد موقتی خود را از دست دادند. شکل 12 ظاهر ژل را با غلظت 36 درصد برومید سدیم پس از آزمایش نشان می دهد.



شکل. 12. وضعیت فیزیکی ژل پس از آزمایش انسداد موقت

در پایان آزمایش انسداد موقت، شکستگی باید باز شود تا ژل برای مشاهده در معرض دید قرار گیرد. جدول 7 مورفولوژی هسته­ها را در طول آزمایش انسداد موقت و آزمایش جریان برگشت نشان می دهد.

جدول 7 مورفولوژی هسته در طی آزمایش‌های انسداد موقت



قسمت سفید در انتهای هسته نمکی است که توسط مایع کشنده در دمای بالا رسوب می کند. پس از اتمام آزمایش انسداد موقت، مقدار زیادی ژل در دو هسته جمع شده است. این نشان می دهد که ژل هسته 2 به دلیل فشرده شدن ریز شکستگی ها در نوک هسته دارای علائم فشرده سازی آشکار است، در حالی که ژل هسته 1 شل است و به سختی می تواند یک کمربند محافظ موثر تشکیل دهد، به همین دلیل است که پیشرفت فشار هسته 1 کم است. جدول 8 بازیابی نفوذپذیری مجدد دو هسته را تحت روش­های مختلف جریان برگشت نشان می دهد. این نشان می دهد که بازیابی نفوذپذیری مجدد هسته 1 می تواند پس از جریان برگشت نیتروژن 1 مگاپاسکال به مدت 10 دقیقه به 94.37٪ برسد. میزان آسیب هسته 2 نسبتاً زیاد است، زیرا نوک آن یک شکستگی کوچک است، اما بازیابی نفوذپذیری مجدد نیز می تواند پس از جریان برگشت نیتروژن 5 مگاپاسکال به مدت 20 دقیقه به 86.81٪ برسد.

**توصیه هایی برای مهندسی کاربرد**

ما یک HDGEL سنتزکرده‌ایم که قابلیت پمپاژ خوبی دارد، می‌تواند در 8 تا 11 ساعت به طور کامل ژل شود، در برابر دمای 160 درجه سانتیگراد مقاومت می‌کند و دارای چگالی تا 5/1 گرم بر سانتی‌متر مکعب است. این می­تواند مستقیماً توسط مته در مرحله بعدی شکسته شود و سازگاری بهتری با مایعات کشنده مبتنی بر نمک کاتیونی تک ظرفیتی دارد. ما توصیه می­کنیم که ژل در چاه­های عمودی از جمله حفاری، کار و تکمیل فرآیند مسدود کردن موقت چاه، مناسب برای دمای بالا (≥140 درجه سانتیگراد) یا شکستگی یا مخازن چند فشاری استفاده شود.

تنظیم چگالی ژل به جریان فشار (pressure fluid) بستگی دارد. در حال حاضر قیمت سدیم بروماید درجه صنعتی با خلوص بیش از 99 درصد در بازار حدود RMB/ton8500 است و مقدار ژل پلاگ چاه در کاربرد میدانی کمتر از 5 تا 10 متر مربع است، بنابراین هزینه در مقایسه با سیال فشار با چگالی بالا (بیش از 20 متر مربع) کمتر است و این هزینه در مقایسه با از دست دادن سیال فشار با چگالی بالا به دلیل از دست رفتن جریان قابل قبول است. با توجه به مشکلات خورنده احتمالی مرتبط با نمک های برم، ژل برای عملیات انسداد موقت کوتاه مدت توصیه می­شود. در این مقاله، ما یک پیشنهاد تکمیلی برای یک چاه عمودی با مخازن فشار متعدد، با استفاده از یک چاه در دریای چین شرقی به عنوان مثال ارائه می‌کنیم. همانطور که در شکل13a نشان داده شده است، لایه‌های P8 و P10 این مخزن منطقه تولید هستند که برای تولید گاز طبقه‌بندی شده (stratified gas production)استفاده می‌شوند.



شکل. 13. نمودار شماتیک HDGEL برای کنترل تلفات سیال در مخازن شکسته چند فشاری (P8: ضریب فشار 43/1، P10: ضریب فشار 51/0).

با این حال، ضریب فشار لایه P10 (دمای مخزن 99/150 درجه سانتیگراد) به دلیل بهره برداری طولانی مدت از چاه­های دیگر در 51/0 (<8/0) بسیار پایین است، در حالی که ضریب فشار لایه P8 (دمای مخزن 75/140درجه سانتیگراد) 43/1 (>2/1) است.

اگر از مایع کشنده با چگالی معمولی استفاده شود، هنگام سوراخ شدن لایه P8، خطر انفجار وجود دارد و اگر از سیستم لایه کشنده با چگالی بالا P10 استفاده شود، جریان از دست رفته جدی رخ خواهد داد (serious lost circulation will occur). بنابراین لازم است یک ژل پلاگ را در لایه های P8 و P10 قرار دهید تا از هرز روی جریان جلوگیری شود. هنگامی که ژل پلاگ­های با چگالی معمولی در ترکیب با مایع کشنده با چگالی بالا استفاده می شوند، پلاگ­ها ممکن است به دلیل اختلاف چگالی شناور شوند.

بنابراین، پیشنهاد می‌کنیم ابتدا ژل با چگالی بالا را با فشار مثبت مانند شکلb 13تزریق کنید و تا انجماد ژل منتظر بمانیم و سپس تزریق مایع کشنده با چگالی بالا را برای اطمینان از ایمنی کنترل تزریق کنیم، و در نهایت برای تکمیل دریل کردن مانند شکل c13 ادامه دهید. علاوه بر این، دمای لایه P10 ، 99/150 درجه سانتیگراد است که یک مخزن با دمای بالا است. دمای HDGEL تا 160 درجه سانتیگراد مقاوم است که می تواند تقاضای این شرایط کاری را برآورده کند. چنین چاه‌های زیادی در دریای چین شرقی وجود دارد، بنابراین، HDGEL پیشنهادی در این مقاله راه جدیدی برای حل هم‌زیستی جریان از دست رفته و فوران در این چاه ارائه می‌کند.

**نتیجه گیری**

1. به منظور حل مشکل خرابی اتصال موقت ناشی از شناور بودن پلاگ هنگام استفاده در ترکیب با مایع کشنده با چگالی بالا:

ما یک ژل نانوکامپوزیت مبتنی بر برومید با چگالی بالا (HDGEL) ایجاد کردیم.

ترکیب اصلی فرمولاسیون به شرح زیر است:

36%–90% sodium bromide +1.6% SPAM+0.02% thiourea +0.4% laponite +0.4% PEI, density between 1.2 and 1.5 g/cm3 adjustable, temperature resistance 160 ◦C.

1. ژل‌های با برمید سدیم تا حدودی پایداری حرارتی کمتری داشتند، اما ویسکوزیته اولیه کمتری داشتند، پمپاژ آن آسان‌تر بود و پس از تشکیل ژل، مدول الاستیک بالاتر و مدول ویسکوزیته کمتری از خود نشان دادند. پس از گذشت زمان به مدت 6 روز در دمای 160 درجه سانتیگراد، ژل‌های دارای برومید سدیم شکننده بودند، که بیشتر مورد استقبال ساخت میدان قرار گرفت زیرا می‌توانست مستقیماً توسط مته در طول فرآیند برگشت جریان بعدی شکسته شود.
2. محدوده pH قابل اجرا برای HDGEL ،3 تا 6 است. هنگامی که ژل با برمید سدیم در ترکیب با مایع کشنده استفاده می شود، ژل شناور نمی شود تا عملکرد مسدود شدن موقتی را تضمین کند و سازگاری بهتری نسبت به ژل بدون برمید سدیم دارد.
3. در هسته مخروطی با طول (5 سانتی متر) و اندازه نوک (tip) (014/0 سانتی متر)، حداکثر ظرفیت تحمل فشار HDGEL ،52/17مگاپاسکال است. ارزیابی نفوذپذیری مجدد را می توان تا 86.81% با جابجایی نیتروژن 5 مگاپاسکال به مدت 20 دقیقه بدون ژل شکن بدست آورد.

### اولین کاربرد موفق استفاده ژل پلاگ برای جایگزینی تراشه­های کلسیم کربنات برای ایزوله سازی مخزن تخریب شده، مطالعه موردی از میدان گازی عربستان‌سعودی

رسوب­گذاری یکی از رایج ترین و جدی ترین مشکلاتی است که در چاه های گاز HPHT در عربستان سعودی دیده می شود. استفاده از لوله مارپیچ برای تمیز کردن مکانیکی رسوبات از لوله و خط تولید رایج ترین رویکرد برای رفع مشکل بوده است. از آنجایی که مخازن با گذشت زمان تخلیه می شوند، کم شدن جریان به یک مسئله جدی تبدیل می شود. در چاه هایی که به دلیل فشار کم مخزن نمی توانند ستونی از سیال را پشتیبانی کنند، مخزن باید ایزوله شود تا گردش کامل دوباره به دست آید و اجازه دهند تا مقیاس آسیاب شده را به سطح بالا ببرد. یک روش مرسوم برای ایزوله کردن مخزن، استفاده از تراشه های کربنات کلسیم است تا زمانی که نشت به داخل سازند کنترل شود. این روش در جداسازی موفقیت آمیز است، اما در مورد میزان تراشه های مورد نیاز برای جداسازی موفقیت آمیز، و مهمتر از آن، پاکسازی این ماده جامد پس از پایان عملیات رسوب زدایی، معایب قابل توجهی را به همراه دارد. این مقاله اولین جداسازی مخزن موفق را با استفاده از یک ژل پلاگ موقت مورد بحث قرار می دهد که امکان اجرای ایمن و موفقیت آمیز یک عملیات رسوب­زدایی مکانیکی بدون استفاده از تراشه های CaCO3 را فراهم می کند. ژل پلاگ­های موقت معمولاً پلیمرهایی هستند که در آب پراکنده شده­اند و می توانند به صورت کراسلینک یا غیر کراسلینک باشند. متغیرهای چاه مانند پیکربندی چاه، دمای قسمت انتهایی حفره چاه، پایداری پلاگ دلخواه و همچنین متغیرهای عملیاتی مانند سرعت پمپاژ و زمان قرارگیری در انتخاب و طراحی نوع پلاگ استفاده می شود. در مورد خاص جداسازی مخزن مورد نیاز برای انجام عملیات رسوب زدایی، از یک ژل پلاگ پلیمری با اتصالات عرضی استفاده شد که در طول زمان یک ژل سفت و بسیار چسبناک تولید می کند.

این ژل پلاگ موقت با استفاده از bullheading two batches of this system down به بالای قسمت حفره چاه باز قرار داده شد و 8 ساعت زمان به آن داده شد تا اتصال عرضی ایجاد شده و ناحیه فشار پایین که در آن مایع نشت می‌کند و در نتیجه گردش سیال از دست رفته ایجاد می‌شود، ایزوله شود. جداسازی مخزن با استفاده از تست فشار مثبت پلاگ تأیید شد. ژل پلاگ موقت خاص به گونه ای طراحی شده است که به راحتی در اسید قابل حل باشد تا ارتباط با مخزن را بازیابی کند و تولید گاز را بدون نیاز به پاکسازی اضافی با لوله های مار پیچی (Coiled Tubing) و استفاده از حجم زیاد سیال از سر گیرد.

**ژل پلاگ موقت (پلیمر کراسلینک ارگانیک)**

برای برآورده کردن نیاز جهت مسدود کردن کامل مخزن تخلیه شده، یک پلاگ ژل موقت انتخاب شد. این پلیمر یک عامل ژله­ای برای چاه های داغ است که یک انسداد غیر قابل نفوذ جامد را تشکیل می دهد. همچنین می توان از آن برای ایزوله کردن مناطق در عملیات کاری و انسداد مناطق با گردش از دست رفته استفاده کرد. این ماده در هنگام میکس و جایگذاری ویسکوزیته پایینی دارد. هنگامی که دما بالا می رود، هیدراته می شود و یک ژل غیر قابل نفوذ تشکیل می دهد و برای حذف به مایع تبدیل می شود (برگردانده می­شود).

یک کندکننده محلول در آب نیز برای کاربردهایی استفاده می شود که دمای حفره ته چاه بیش از 250 درجه فارنهایت باشد. سرعت اتصال عرضی به دما، شوری، pH، پلیمر پایه و غلظت اتصال دهنده بستگی دارد.

ژل پلاگ موقت ویژگی های کلیدی زیر را ارائه می دهد: سیستم سیال با ویسکوزیته پایین (cp2 تاcp 30) که می تواند به راحتی بدون هیدرولیز و رسوب به عمق ماتریکس تزریق شود. به خوبی شناخته شده است که سیستم های مبتنی بر کروم تمایل به هیدرولیز و رسوب به ویژه با افزایش pH و دما دارند.

* قبل از اینکه سیستم از حالت مایع به ساختار ژل سه بعدی تغییر فاز دهد، سیستم انعطاف پذیری را برای داشتن زمان پمپاژ کافی در داخل و محیط (in and environment up) تا دمای 350 درجه فارنهایت (177 درجه سانتیگراد) می دهد.
* شکل 1 منحنی زمان ژل شدن معمولی را برای سیستم ژل پلاگ موقت (ویسکوزیته در مقابل زمان) نشان می دهد. نقطه عطف منحنی با زمان ژل شدن سیستم مطابقت دارد. این زمان انتقال با غلظت کراسلینک و کندکننده برای دمای معین کاملاً قابل کنترل و قابل پیش بینی است.
* به طور موثر نفوذپذیری آب را کاهش می دهد، فشار بالا را تحمل می کند و از جریان آب و گاز جلوگیری می کند.
* این سیستم قدرت کافی برای تحمل فشار دیفرانسیل psi 4000 را فراهم می کند. در دماهای تا 350 درجه فارنهایت (177 درجه سانتیگراد) ژل آب بندی پایدار تشکیل می دهد.

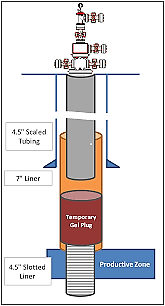
**برنامه های کاربردی میدانی**

سازند Xk به عنوان مخزن گاز عمیق و با دمای بالا که زیربنای بزرگترین میدان نفتی/گاز جهان در استان شرقی عربستان سعودی قرار دارد، مشخص می‌شود. این مخزن دارای فشار متوسط ​​ psi 7000 و دمای 270 درجه فارنهایت تا 315 درجه فارنهایت (ناصر الدین و همکاران 2007) و عمق تا 15000 فوت است.

این چاه به عنوان تولید کننده گاز ترش با سطح H2S تا 8 درصد مول و غلظت CO2 تا 4 درصد مول در نظر گرفته شد. تولید اولیه این چاه تا 1/16 میلیون فوت مکعب استاندارد در روز (MMSFCD) با فشار سرچاهی جاری psi1424 بود. این چاه 7 سال است که جریان دارد و تولید در این دوره به میزان قابل توجهی کاهش یافته است. بنابراین تصمیم گرفته شد که برای عملیات پاکسازی، مخزن باید ایزوله شود.

باید راه حلی برای ایزوله سازی موقت مخزن بدون به خطر انداختن منطقه تولیدی پس از عملیات، ایجاد شود.

به دلیل ذکر شده در بالا، یک روش ایزوله با ژل پلاگ موقت برای چاه انتخاب شد. حجم ژل پلاگ به گونه ای طراحی شده است که لاینر تولید را تا بالای لاینر شکاف دار می پوشاند.



شکل 2- قرار دادن ژل پلاگ موقت

**اجرای کار**

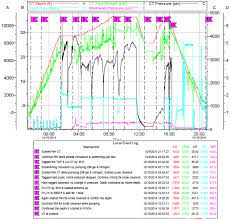
ابتدا یک آزمایش تزریق برای تعیین پارامترهای مخزن قبل از طراحی انجام شد که شامل حجم ماده و دستور ژل پلاگ موقت بود. هدف از آزمایش تزریقی این بود که بدانیم سیال با چه سرعتی می تواند در یک فشار معین به مخزن نشت کند. به دلیل کاهش فشار مخزن، هیچ پاسخ فشاری در طول تست تزریق تا 5 bpm وجود نداشت. در نتیجه، پمپاژ بیش از یک دسته ژل پلاگ موقت به منظور ایزوله مخزن ضروری بود. اولین دسته از ژل پلاگ (30 bbl) با سرعت متوسط پمپاژ 5 بشکه در دقیقه (BPM) پمپاژ شد.

در طول درمان، میانگین فشار سر چاه (WHP) 75 psi بود. در این اولین تلاش هیچ نشانه ای از ایزوله سازند وجود نداشت. بر اساس نشانه های دسته اول، تصمیم گرفته شد دسته دومی که از همان حجم ژل تشکیل شده بود پمپاژ شود. مجدداً، ترکیب به طور متوسط BPM 5 با میانگین WHP چاه 100 psi در ابتدا پمپ شد.

هنگامی که ژل پلاگ به شروع به شکل گیری کرد، WHP شروع به افزایش کرد و نشانه خوبی از اتصال سازند را نشان داد.

شکل 3-مرحله جداسازی

پس از شستشو و تنظیم دسته دوم، آزمایش تزریق در حداکثر فشار سطح 950 psi برای تایید ایزوله سازی مخزن انجام شد. پس از بسته شدن پمپ، WHP به آرامی شروع به کاهش کرد که نشان دهنده سرعت مشخصی از شکل گیری بود. WHP در 50 دقیقه به 0 psi کاهش یافت. از این رو میزان سرعت برای ادامه عملیات قابل قبول است. لوله‌های سیم‌پیچ برای تمیز کردن فلس‌های خارج از حفره چاه با مجموعه حفره ته چاه (BHA) که شامل اتصال لوله‌های پیچ‌دار، مجموعه قسمت بالایی موتور، تثبیت‌کننده، موتور حفره و آسیاب بود، مستقر شد. فلس‌های برچسب‌دار لوله‌های پیچ‌دار در عمق 8859 فوتی در مجموع 2303 فوت رسوبات تا عمق 11162 فوت پاکسازی شدند. در سرتاسر کار، فشار سر چاه به حداکثر psi 300 محدود شد تا یکپارچگی ژل پلاگ موقت به خطر نیفتد (همانطور که در شکل 4 مشاهده می شود).



شکل 4 - مرحله پاکسازی مقیاس

پس از عملیات پاکسازی با مقیاس موفقیت آمیز با HPCT، چاه برای عملیات کاری بیشتر بسته شد. تا زمان انتشار این مقاله، چاه همچنان بسته است.

بر اساس درس آموخته شده از این عملیات، یک ژل پلاگ موقت می تواند به عنوان یک جایگزین عالی برای تراشه های کربنات کلسیم برای جداسازی مخزن استفاده شود. طراحی را می توان بهینه کرد تا احتمال نیاز به دسته دوم را به حداقل برساند.

**نتیجه گیری**

نتایج زیر در نتیجه عملیات انجام شد:

-تکنیک ایزوله سازی برای مخزن تخلیه شده چاه X باید با استفاده از ژل پلاگ موقت برای بسته شدن منطقه تولیدی سفارشی شود.

-ثابت شد که ژل پلاگ موقت به طور موثری مخزن را در طول فرآیند پاکسازی آب بندی می کند.

-وضعیت مخزن پس از عملیات بازسازی شد. این ثابت کرد که ژل پلاگ موقت به راحتی با استفاده از نازل جت معمولی با HPCT جدا می شود.

- جداسازی موفقیت آمیز مخزن استفاده از مواد جامد مانند تراشه های کربنات کلسیم را حذف کرد که خطر آسیب رساندن به مخزن را بیشتر می کند.

**نامگذاری**

MMSCFD = میلیون فوت مکعب استاندارد در روز

FWHP = فشار جریان چاه

GC = گیج کاتر

TD = عمق هدف

FT = پا

BBL = بشکه

PSI = پوند بر اینچ مربع

BPM = بشکه در دقیقه

BHP = فشار سوراخ ته

BHA = مونتاژ ته چاله

1. Blow out [↑](#footnote-ref-1)
2. Lost circulation [↑](#footnote-ref-2)