

مطالعه آزمایشگاهی عملکرد ژل پلیمرها به منظور جلوگیری از تولید آب در چاه‌های تولیدی نفت

محسن وفايي سفتي*⁺

تهران، دانشگاه تربیت مدرس، دانشکده فنی و مهندسی، بخش مهندسی شیمی

حسن نادری

تهران، پژوهشگاه صنعت نفت، صندوق پستی ۴۱۶۳-۱۸۷۵۴

مهسا باغبان صالحی، سید رضا هاشمی نسب زواره

تهران، دانشگاه تربیت مدرس، گروه تحقیقاتی نفت، گاز و ترمودینامیک

ولی احمد سجادیان

تهران، شرکت نفت و گاز اروندان

علی حسنی

تهران، شرکت مهندسی و توسعه نفت

احمد دادوند کوهی، امیرحسین سعیدی دهقانی

تهران، دانشگاه تربیت مدرس، گروه تحقیقاتی نفت، گاز و ترمودینامیک

چکیده: امروزه ژل‌های پلیمری به منظور جلوگیری از تولید آب اضافی به صورت گسترده ای مورد استفاده قرار می‌گیرد. پژوهش حاضر، به مطالعه و بررسی آزمایشگاهی عملکرد ژل پلیمرها روی کاهش تولید آب اضافی می‌پردازد. ترکیب‌های متفاوت ژل پلیمرها و تأثیر پارامترهای متفاوت (دما، فشار، pH درصد شوری) به طور جداگانه مورد بررسی قرار گرفته است. ژل بهینه روی چندین مدل فیزیکی که دربرگیرنده شرایط مخزن مورد نظر (اهواز-آسماری) بودند، مورد ارزیابی قرار گرفت. بر اساس نتیجه‌های به دست آمده، افزایش دما باعث کاهش زمان بندش ژل پلیمر می‌شود در حالی که فشار، اثر چندانی روی زمان بندش ژل ندارد و از طرفی شوری باعث کاهش زمان بندش ژل می‌شود. نتیجه‌های آزمایش‌های مدل فیزیکی بیانگر کاهش ۴۰ الی ۶۰ درصدی برش آب در شرایط مخزن است.

واژه‌های کلیدی: زمان بندش، ژل پلیمر، تغییرهای تراوایی، برش آب.

KEY WORDS: Gelation time, Gel polymer, Permeability variation, Water cut.

+E-mail: vafaiesm@modares.ac.ir

*عهده دار مکاتبات

مقدمه

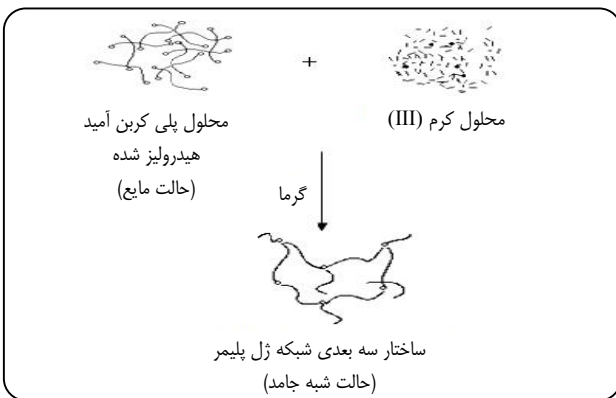
یکی از مشکل‌های متداول در تولید نفت و گاز در بیشتر مخازن، تولید آب اضافی است. تولید آب اضافی در چاه‌های نفتی افزون بر هزینه جداسازی باعث افزایش هزینه‌های تعمیرها و نگهداری تجهیزات سطحی می‌شود. امروزه راه‌کارهای گوناگونی برای کاهش تولید آب اضافی وجود دارد که از آن جمله می‌توان به حفر چاه‌های افقی، تکمیل دو گانه چاه‌ها، تولید هم‌زمان آب و نفت، استفاده از دوغاب سیمان، کاهش دبی تولید و استفاده از ژل پلیمرها اشاره کرد. ژل‌های پلیمری به طور گسترده‌ای در دنیا از دهه ۱۹۸۰ به بعد مورد استفاده از قرار گرفته‌اند. به‌طور اساسی سیستم‌های پلیمری همراه با عامل‌های پیوند دهنده، می‌توانند به‌طور مؤثری تولید آب اضافی را در چاه‌های تولیدی کاهش دهند. به‌کارگیری ژل پلیمرها با توجه به قابلیت نفوذ زیاد، عمر طولانی، سازگاری با محیط زیست در مقایسه با روش‌های دیگر راه کار مناسب‌تری است.

ژل پلیمرها زمانی به‌وجود می‌آیند که محلول پلیمر با یک عامل شبکه‌کننده (یون فلزی یا آلی) مخلوط شود البته مواد افزودنی متفاوتی ممکن برای افزایش پایداری و یا افزایش و کاهش زمان بندش به سیستم اضافه شود. این مخلوط بعد از مدت زمانی که بستگی به درصد ترکیب‌های مواد مورد استفاده دارد به ماده‌ای سفت و غیر قابل نفوذ تبدیل می‌شود. به‌طور کلی ژل‌ها به نسبت ارزان و کم قیمت می‌باشند زیرا بیش از ۹۵ درصد آنها را آب و نگه دارنده‌های شیمیایی با قیمت‌های پایین تشکیل می‌دهد [۱-۵].

ژل پلیمرها به‌صورت ژلانت به داخل سازند تزریق می‌شوند تا قابلیت نفوذ به داخل سازند را داشته باشند. ژل‌های سفت به‌طور معمول در چاه‌های تولیدی و ژل‌های ضعیف به‌طور معمول در چاه‌های تزریقی استفاده می‌شوند. این موضوع به‌دلیل زمان بندش این ژل‌هاست. نوع دیگری از ژل‌های پلیمری به وسیله‌ی جذب روی سطح سنگ این کار را انجام می‌دهند. فرایند انعقاد ژل به‌صورت زیر در نظر گرفته می‌شود [۳].



در رابطه‌ی (۱) P ، X و G به‌ترتیب نمایانگر پلیمر، عامل پیوند و ژل است. زیر نویس $()_{aq}$ نشان دهنده آنست که G و X ، P و L پارامترهای همگی در محلول‌های آبی قرار دارند. K و L پارامترهای استوکیومتری واکنش انعقاد ژل هستند. به‌طور کلی پلیمر مورد استفاده (پلی‌اکریل آمید آب کافت شده) دارای گروه‌های



شکل ۱- مکانیسم تشکیل ژل پلیمر [۱۳].

کربوکسیلاتی است. زمانی که استات کروم به سیستم اضافه می‌شود به‌دلیل پیوند ضعیف بین لیگاندها استات و کروم، کروم از لیگاندها جدا می‌شود و با گروه‌های کربوکسیلاتی پیوند ایجاد می‌کند و در نتیجه آن یک شبکه سه بعدی از ژل به‌وجود می‌آید (شکل ۱).

پژوهش‌های متفاوتی در سطح دنیا روی این مواد صورت گرفته است، به عنوان مثال ژل‌های پایه پلی‌اکریل آمیدی را که با یون فلزی کروم (III) پیوند خورده‌اند در میادین Arbuckle در مرکز ایالت کانزاس توسط Willhite و همکارانش [۶] و همچنین Sydansk و همکارانش [۷] این مواد را روی میادین Wyoming's Big Horn مورد استفاده قرار دادند. نتیجه‌ها بیانگر کاهش قابل ملاحظه‌ای از تولید آب اضافی بود. Seright و همکارانش [۷] پژوهش‌های متفاوتی را روی این ژل‌ها صورت دادند و مکانیسم‌های نفوذ به‌درون شکاف‌ها و شبکه ماتریکس ارائه کردند. در سال‌های اخیر Al-Muntasheri و همکارانش [۸] نیز روی استفاده از ژل‌های پلیمری دما بالا (کوپلیمرها) و بررسی خواص رئولوژیکی آنها پژوهش‌های گسترده‌ای را در عربستان انجام دادند.

با توجه به شرایط مخازن ایران در پژوهش حاضر، سیستم ژل پلیمری بر اساس شرایط یکی از مخازن ایران (اهواز-آسماری) تهیه شد و تأثیر پارامترهای متفاوت روی زمان بندش ژل پلیمر بررسی شد. در ادامه عملکرد ژل‌های ساخته شده در کاهش تولید آب به صورت آزمایشگاهی مورد ارزیابی قرار گرفته است.

فعالیت‌های آزمایشگاهی در زمینه ساخت ژل پلیمر

مواد آزمایشگاهی

مواد مورد استفاده در این آزمایش‌ها عبارت‌اند از:

جدول ۱- ویژگی‌های پلی اکریل آمید.

وزن مولکولی	$12,000,000 >$
pH	۸,۳
درجه آب کافت	٪ ۳۰

عملکرد ژل پلیمر در کاهش برش آب (ژل شماره ۳).

(ه) تزریق آب در شرایط مخزن به منظور مطالعه عملکرد ژل پلیمر از نقطه نظر کاهش تراوایی و میزان تولید آب. (و) تکرار مراحل (الف) تا (ه) برای برش آب‌های ٪ ۳۰ ($S_o = 30\% = S_w = 70\%$) و ٪ ۷۰ ($S_o = 70\% - S_w = 30\%$).

سیستم آزمایشگاهی

شکل ۲ سیستم آزمایشگاهی مورد استفاده در این پژوهش را نشان می‌دهد. قسمت‌های اصلی این سیستم عبارت است از: (الف) نگاه‌دارنده مدل فیزیکی، (طول = ۳۰ سانتی‌متر، قطر داخلی = ۸ سانتی‌متر).

(ب) حمام هوا، (کنترل دما تا 150°C با دقت ۰/۱ درجه).

(ج) پمپ‌های تزریق، (تزریق در محدوده $100\text{ cc/h} - 500\text{ cc/h}$ و $1\text{ cc/h} - 5\text{ cc/h}$).

(ه) سیلندر فشار بالا (حداکثر فشار کاری: 15000 bar).

(د) کمپرسور هوا.

حداکثر فشار کاری دستگاه تا 400 bar و فشار Overburden تا 450 bar است.

روش آزمایش

ابتدا نمونه‌های تهیه شده را به اندازه نگاه‌دارنده برش داده و سپس به وسیله پمپ به مدت ۱ ساعت تحت خلاء قرار داده می‌شود. به وسیله آب سازند سنگ (مدل) اشباع شده و با اندازه‌گیری وزن مدل (اشباع نشده و اشباع شده) تخلخل نمونه اندازه‌گیری می‌شود. بعد از اندازه‌گیری تخلخل نمونه با استفاده از قانون دارسی میزان تراوایی مطلق سنگ مخزن اندازه‌گیری می‌شود. بعد از تعیین ویژگی‌های پتروفیزیکی نمونه، با استفاده از پمپ‌های تزریقی میزان درجه تولید آب و نفت به مقدار مورد نیاز رسانده می‌شود. در ادامه تزریق ژل پلیمر ساخته شده به مقدارهای متفاوت صورت می‌گیرد. در آزمایش‌های ۱ و ۲ بعد از اشباع نمونه از آب، ژل پلیمر مورد نظر به نمونه تزریق می‌شود و سپس سیستم

(الف) پلی اکریل آمید آب کافت شده که از پژوهشگاه پلیمر و پتروشیمی ایران تهیه شد (جدول ۱).

(ب) کروم (III) استات به عنوان عامل شبکه کننده (از شرکت Aldrich).

(ج) پتاسیم کلرید (KCl)، از شرکت Merck.

(د) آب مقطر که در محل سنتز و تهیه شد.

(ه) کاغذ اندازه‌گیری pH از شرکت Merck.

در ابتدا نمونه‌ها با درصد‌های متفاوت آب و پلیمر ساخته شده و در هر نمونه زمان انعقاد ژل یادداشت شده است. اثر شوری (پتاسیم کلرید) نیز روی زمان انعقاد ژل مورد بررسی قرار گرفته است. در جدول ۲ مشخصات تعدادی از نمونه‌های تهیه شده و زمان بندش ژل‌ها آورده شده است (تمامی اندازه‌گیری‌ها در دمای مخزن 90°C) صورت گرفته است (جزئیات بیشتر در مراجع [۱۱-۱۳] آورده شده است).

مطالعات آزمایشگاهی در محیط متخلخل

برای بررسی عملکرد ژل پلیمرهای تهیه شده بر روی تراوایی و برش آب نمونه‌های فیزیکی دو سناریو اجرا شد:

سناریو ۱- مدل فیزیکی اشباع از آب

سناریو ۲- مدل فیزیکی اشباع از آب و نفت

سناریو ۱- مدل فیزیکی اشباع از آب

(الف) تزریق آب به مدل فیزیکی برای اندازه‌گیری ویژگی‌های k و ϕ در شرایط مخزن.

(ب) تزریق ژل پلیمر در شرایط مخزن به مدل ($S_w = 100\%$).

برای مطالعه عملکرد ژل پلیمرها در محیط متخلخل (ژل شماره ۳). (ج) تزریق آب در شرایط مخزن به منظور مطالعه عملکرد ژل پلیمر از نقطه نظر کاهش تراوایی مدل فیزیکی.

سناریو ۲- مدل فیزیکی اشباع از آب و نفت

(الف) تزریق آب به مدل فیزیکی برای اندازه‌گیری ویژگی‌های k و ϕ در شرایط $S_w = 100\%$.

(ب) اشباع مدل با نفت در شرایط مخزن، ($S_o @ S_w$).

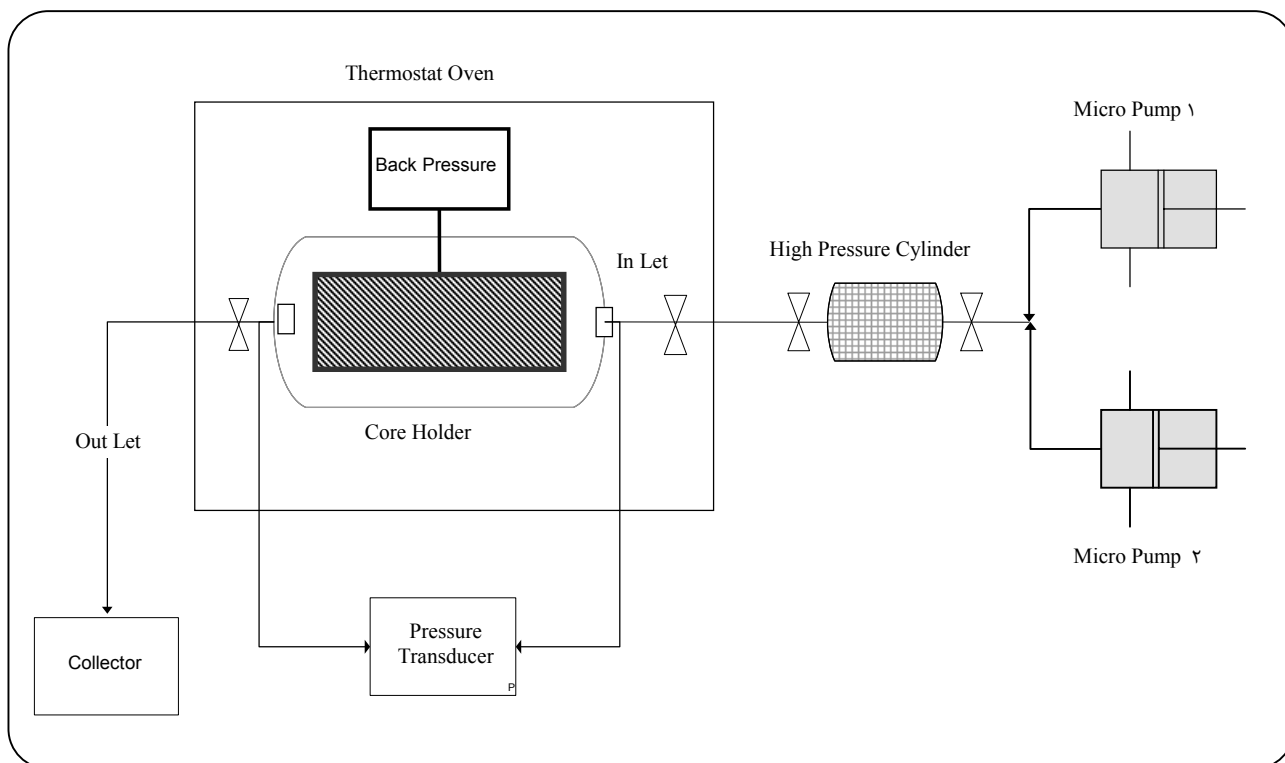
(ج) تزریق آب در شرایط مخزن به مدل تا رسیدن به

50% برش آب ($q_w/q_o + q_w$)، ($S_o = 50\% - S_w = 50\%$).

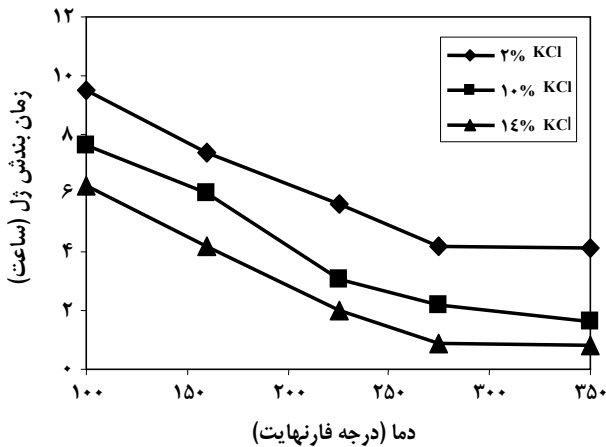
(د) تزریق ژل پلیمر در شرایط مخزن به مدل برای مطالعه

جدول ۲- ویژگی‌های نمونه‌های ساخته شده و زمان انعقاد مربوط به نمونه‌ها.

شماره ژل	HPAM (g)	آب مقطر (g)	استات کروم (III) (g)	نمک کلرید پتاسیم (g)	زمان انعقاد ژل (min)
-----	۸٫۸	۲۵	۰٫۱۱	صفر	عدم انعقاد
-----	۸٫۸	۲۵	۰٫۱۱	صفر	عدم انعقاد
-----	۸٫۸	۲۵	۰٫۱۱	صفر	عدم انعقاد
ژل ۸	۲٫۸	۲۵	۰٫۵	صفر	۲۱ روز
-----	۱٫۳۲	۲۵	۰٫۵	صفر	عدم انعقاد
ژل ۳	۸٫۳	۲۵	۰٫۵	صفر	۳۴۰
ژل ۲	۶٫۶۶	۲۵	۰٫۵	صفر	۹۰
ژل ۱	۶٫۶۶	۲۵	۰٫۵	صفر	۱۶۰
ژل ۴	۶٫۶۶	۲۵	۰٫۵	صفر	۴۹۰
ژل ۵	۴٫۵	۲۵	۰٫۵	۰٫۳۳	۴۳۰
ژل ۶	۴٫۵	۲۵	۰٫۵	۱	۹۰۰
ژل ۷	۴٫۵	۲۵	۰٫۵	۲	۶۱۰۰



شکل ۲- شماتیک دستگاه طراحی شده برای آزمایش‌ها.

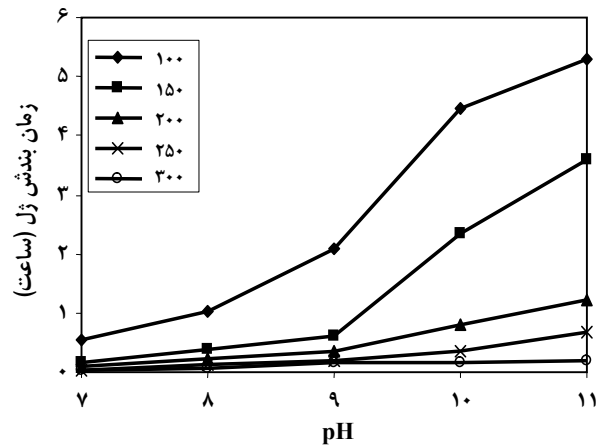


شکل ۴- نمودار تغییرهای زمان تشکیل ژل به دما بر اساس تغییرهای درصد KCl.

زنجیر پلیمری تولید می‌شوند. با افزایش گروه‌های کربوکسیلاتی نیروهای دافعه الکترواستاتیکی بین این گروه‌ها افزایش یافته و منجر به Relaxation در زنجیر می‌شود. به واسطه ایجاد نیروی الکترواستاتیکی، توزیع زنجیره‌های پلیمری در محلول ژلانت افزایش یافته و دسترسی یون‌های کروم به‌طور موضعی به سایت‌های منفی (یون‌های کربوکسیلات) کاهش می‌یابد، در نتیجه نرخ شبکه شدن کاهش یافته و زمان ژل شدن افزایش می‌یابد.

شکل ۴ نمونه‌های آزمایش شده ژل پلیمر در دما و غلظت‌های متفاوت نمک را نشان می‌دهد. با افزایش دما محلول پلیمری پلی اکریل آمید آب کافت شده و در نتیجه گروه‌های کربوکسیلاتی بیشتری برای پیوند با یون کروم به‌وجود می‌آید و در نتیجه زمان بندش ژل کاهش می‌یابد. افزایش دما همچنین ممکن است در موردهایی باعث کاهش استحکام ژل تهیه شده شود (به دلیل از دست دادن آب خود^(۱))؛ از طرف دیگر با افزایش درصد نمک (شوری) زمان بندش کاهش می‌یابد. زمانی که یون‌های تک ظرفیتی مانند سدیم، پتاسیم در محیط وجود داشته باشد به دلیل دارا بودن بار مثبت می‌توانند در اطراف گروه‌های کربوکسیلاتی جمع شوند (اثر پوشاندگی^(۲)) و در نتیجه رشته‌های پلیمری از حالت زنجیره‌های خطی به‌صورت سیستم‌های کوئلی شکل تبدیل شده و جمع می‌شوند (به دلیل اثر پوشاندگی، نیروهای دافعه‌ای بین گروه‌های کربوکسیلاتی کم‌تر می‌شود) بنابراین، ناروانی محلول کاهش می‌یابد. حال اگر این اثر در واکنش تشکیل سیستم‌های ژلی مورد نظر بررسی شود، می‌توان این‌گونه استدلال

(۱) Syneresis



شکل ۳- نمودار تغییرهای زمان تشکیل ژل به مقادیر pH در دماهای متفاوت.

به مدت ۱ شبانه روز بسته می‌شود. در ادامه بعد از بستن ژل، در دو مرحله جداگانه به نمونه مورد نظر، آب و سپس نفت تزریق می‌شود. با توجه به اختلاف فشار بین دو سر نمونه تراوایی جدید نمونه، ثبت می‌گردد.

در آزمایش‌های ۳ تا ۶، بعد از تعیین ویژگی‌های پتروفیزیکی نمونه آن را با نفت اشباع کرده (درصد $S_o=100$) و سپس آب به نمونه تزریق می‌شود تا زمانی که میزان برش آب به ترتیب ۳۰ درصد، ۵۰ درصد و ۷۰ درصد شود. در ادامه همان‌گونه که در آزمایش‌های ۱ و ۲ ذکر شد، ژل پلیمر (ژلانت) به نمونه تزریق می‌شود و سپس (بعد از بندش کامل ژل پلیمر) آب به نمونه‌ها تزریق شده و میزان تولید آب اندازه‌گیری می‌شود.

نتیجه‌های حاصل از آزمایش‌ها

بررسی اثر دما، pH و نمک KCl روی زمان بندش ژل پلیمر

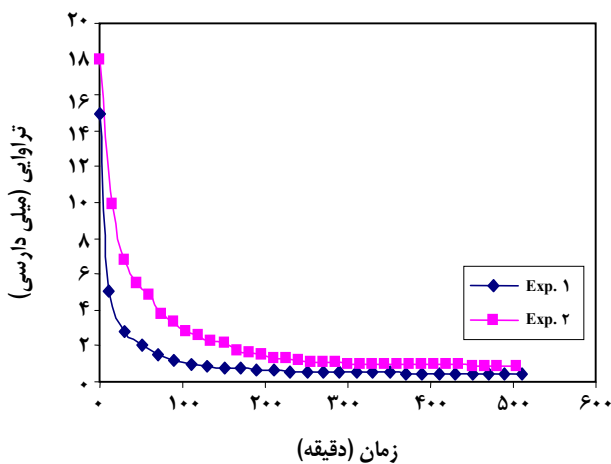
در رابطه با اثر دما، نتیجه‌های آزمایش‌ها بر روی محلول‌های متفاوت نشان می‌دهد که زمان بندش ژل با افزایش دما کاهش می‌یابد. به‌طور کلی دمای مخزن یک عامل تأثیرگذار روی زمان بندش ژل پلیمر است که در مقایسه با عوامل فشار، pH و ... از اهمیت بیشتری برخوردار است.

شکل ۳ نمونه‌های آزمایش شده ژل پلیمر در دما و pH های متفاوت را نشان می‌دهد. افزایش pH (در گستره‌ی بازی) منجر به پدیده یونش می‌شود که در اثر آن به واسطه آب کافت شدن گروه‌های عاملی NH_2 ، گروه‌های کربوکسیلاتی آنیونی در طول

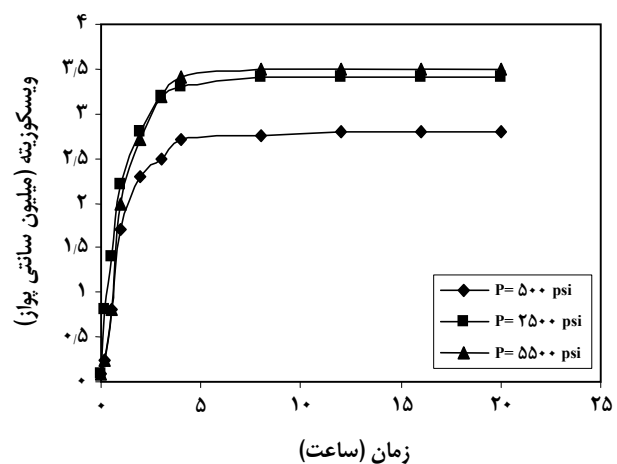
(۲) Shielding

جدول ۳- ویژگی‌های فیزیکی سنگ مخزن مورد مطالعه.

شماره مغزه	طول (cm)	قطر (cm)	سطح مقطع (cm ²)	حجم تخلخل (cm ³)	درصد تخلخل (%)	تراوایی مطلق (mD)	درصد اشباع اولیه نفت (%)	درصد اشباع آب (%)
۱	۲۹٫۸	۶٫۳	۳۱٫۱۵	۱۲۲٫۷۴	۱۳٫۲	۱۵	۰	۱۰۰
۲	۲۸٫۵	۷٫۱	۴۰	۲۰۲٫۹۲	۱۷٫۸	۱۸	۰	۱۰۰
۳	۲۵	۶٫۵۱	۳۳٫۳	۱۸۵٫۶۵	۲۲٫۳	۱۲٫۱	۱۰۰	۰
۴	۲۲	۶٫۶۸	۳۵٫۱	۱۴۳٫۴۷	۱۶٫۳۵	۱۶	۱۰۰	۰
۵	۲۶	۶٫۶	۳۴٫۲	۱۸۱٫۳۹	۲۰٫۴	۱۴٫۳	۱۰۰	۰
۶	۲۷	۶٫۲	۳۰٫۱۷	۱۲۲٫۲۱	۱۵	۱۳٫۳	۱۰۰	۰



شکل ۶- نمودار تغییرهای تراوایی بر حسب زمان برای آب، بعد از تزریق ژل پلیمر.



شکل ۵- نمودار اثر فشار روی زمان بندش ژل پلیمر.

بررسی ژل پلیمرها در محیط متخلخل

در این پژوهش، برای بررسی رفتار ژل پلیمرها در محیط متخلخل در مجموع ۶ سری آزمایش روی شش مدل فیزیکی با ویژگی‌های فیزیکی جدول ۳ انجام شد. روش کار و نتیجه‌ها به طور کلی در جدول ۴ آورده شده است. مقدارهای تراوایی بر حسب تفاوت فشار ثبت شده دستگاه و داده‌های برش آب به وسیله‌ی موازنه جرم بدست آمده است.

نتیجه‌ها و بحث

هدف از آزمایش‌های ۱ و ۲ بررسی تغییر تراوایی به صورت غیر متجانس برای آب و نفت به وسیله‌ی تزریق ژل پلیمر است. از مقایسه شکل‌های ۶ و ۷ به این نتیجه می‌رسیم که درصد

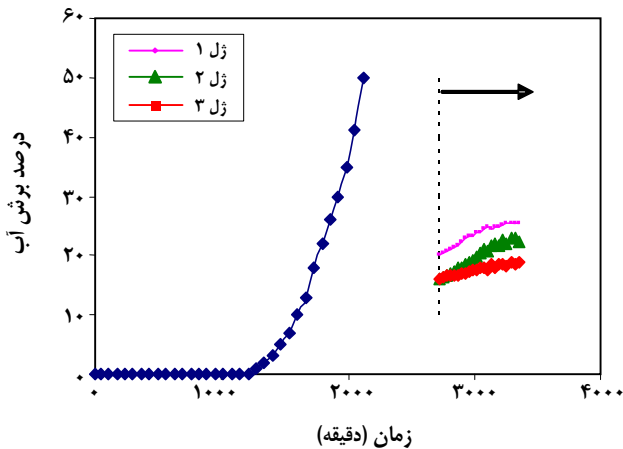
نمود که در اثر جمع شدگی رشته‌های پلیمری عامل شبکه‌ساز کروم راحت‌تر می‌تواند به گروه‌های کربوکسیلاتی دسترسی پیدا کند و در نتیجه زمان ژل شدن تا حدودی کاهش می‌یابد [۱۳]. با توجه به نتیجه‌های به دست آمده اثر دما روی زمان بندش ژل بیشتر از یون‌های تک ظرفیتی است.

بررسی اثر فشار روی زمان بندش ژل پلیمر

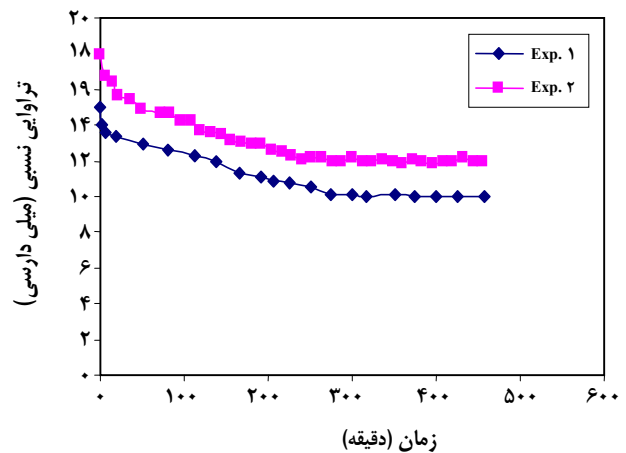
اثر فشار روی نمونه ژل ۳ در شکل ۵ آورده شده است. بدین صورت که ناروانی ژل پلیمر در فشارهای متفاوت ۵۰۰ psi، ۲۵۰۰ psi و ۵۵۰۰ psi اندازه‌گیری شد. همان‌طور که از نتیجه‌ها مشاهده می‌شود، فشار، اثر قابل ملاحظه‌ای در زمان بندش ژل پلیمر برای نمونه ژل تهیه شده ندارد.

جدول ۴- ویژگی‌های میزان تزریق مواد متفاوت بر اساس سناریوهای ذکر شده.

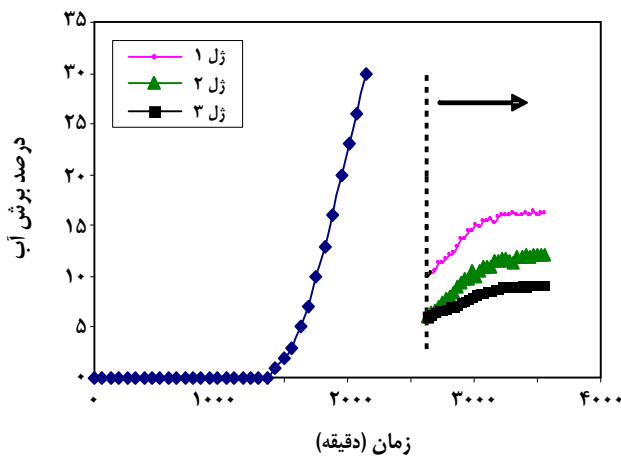
ماده تزریقی و سناریوی تزریق											
ژل پلیمر				نفت				آب			
مقدار تزریق (cm ³)	مدت تزریق (min)	دبی تزریق (cm ³ /hr)	مرحله	مقدار تولید (cm ³)	مدت تزریق	دبی تزریق (cm ³ /hr)	مرحله	مقدار تولید (%)	مدت تزریق (min)	دبی تزریق (cm ³ /hr)	مرحله
۲۲۰/۹۳	۲۶۵۱	۵	I	۳۵	۵۳۰	۵	III	۵۰	۵۴۰	۵	II
۲۶۳/۷۲	۳۱۶۵	۵	I	۳۱	۴۹۰	۵	III	۴۶	۵۰۵	۵	II
۲۲۲/۷۸	۵۴۰	۵	II	-----	-----	-----	-----	۵۰	۲۱۲۰	۵	I
				-	-	-	-				III
۲۰۰/۸۶	۶۰۰	۵	II	-----	-----	-----	-----	۷۰	۲۲۷۵	۵	I
				-	-	-	-				III
۲۷۲/۰۸	۶۰۰	۵	II	-----	-----	-----	-----	۷۰	۲۲۶۰	۵	I
				-	-	-	-				III
۱۹۵/۵۳	۶۰۰	۵	II	-----	-----	-----	-----	۳۰	۲۱۴۵	۵	I
				-	-	-	-				III



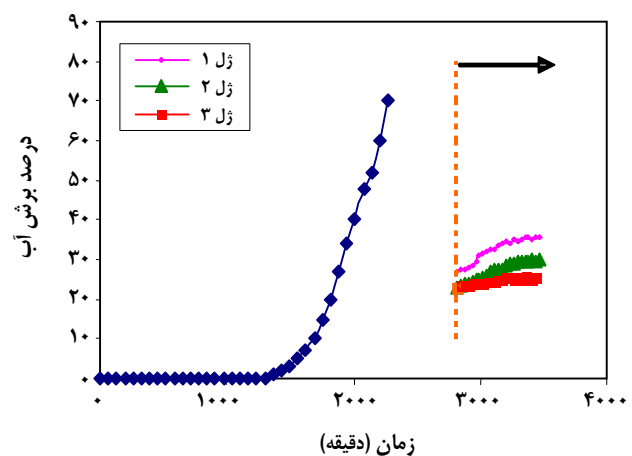
شکل ۹- نمودار تغییرهای تولید آب بر حسب زمان، قبل و بعد از تزریق ژل پلیمر، برای برش آب ۵۰ درصد.



شکل ۷- نمودار تغییرهای تراوایی بر حسب زمان برای نفت، بعد از تزریق ژل پلیمر.



شکل ۱۰- نمودار تغییرهای تولید آب بر حسب زمان، قبل و بعد از تزریق ژل پلیمر، برای برش آب ۳۰ درصد.



شکل ۸- نمودار تغییرهای تولید آب بر حسب زمان، قبل و بعد از تزریق ژل پلیمر، برای برش آب ۷۰ درصد.

متفاوت، فرق می کند (شکل های ۸ تا ۱۰). با توجه به نتیجه های به دست آمده این موضوع قابل استنباط است که بعد از بندش کامل ژل پلیمر خواص رئولوژیکی ژل پلیمر نقش به سزایی در میزان کاهش برش آب خواهد داشت، این موضوع در حال تحقیق است و در گزارش های بعدی ارایه می شود.

نتیجه گیری نهایی

۱- ژل ها در فناوری ارایه شده می توانند برای دامنه وسیعی از حالات و شرایط متفاوت فرمول بندی شده و نیز با انجام مطالعات پژوهشی می توان با توجه به شرایط فیزیکی مخزن مورد نظر (درصد نمک، دما، فشار و عمق) ژل مناسب را برای کاهش تولید آب، طراحی کرد.

تغییرهای تراوایی نفت در اثر تزریق ژل پلیمر ۳۳/۳ درصد است، در حالی که درصد تغییرهای تراوایی آب در اثر تزریق ژل پلیمر ۹۷/۳ درصد است. بنابراین، میزان تأثیر ژل پلیمر روی تراوایی آب بسیار بیشتر از تأثیر آن روی تراوایی نفت است. آزمایش های ۳ تا ۶ با هدف بررسی تأثیر ژل پلیمر بر میزان آب تولیدی (برش آب) طراحی شده است.

همان گونه که ملاحظه می شود، در این آزمایش ها سه نوع ژل پلیمر در سه مرحله به نمونه ها تزریق شده است. تزریق ژل پلیمر در سه برش آب متفاوت (۳۰، ۵۰ و ۷۰ درصد) صورت گرفته است. بعد از هر مرحله از تزریق ژل پلیمر برش آب اندازه گیری و ثبت شده است. بعد از تزریق ژل پلیمر برش آب بین ۴۰ درصد تا ۶۰ درصد کاهش پیدا می کند. البته این مقدار برای ژل پلیمرهای

فهرست علائم

S_o	درجه اشباع نفت، (بدون بعد)
S_w	درجه اشباع آب، (بدون بعد)
q_o	دبی تولید نفت، (cc/h)
q_w	دبی تولید آب، (cc/h)

تشکر و قدردانی

نویسندگان این مقاله از شرکت مهندسی و توسعه نفت به خاطر پشتیبانی مالی این شرکت از اجرای این طرح و موافقت با چاپ این مقاله کمال تشکر را دارند. همچنین از پژوهشگاه پلیمر و پتروشیمی ایران به خاطر تهیه پلیمر و شرکت گذار مبتکر جنوب به جهت همکاری در طراحی و ساخت سیستم آزمایشگاهی تشکر می‌شود.

تاریخ دریافت: ۱۵/۵/۲۴ ؛ تاریخ پذیرش: ۱۷/۱/۲۶

- ۲- زمان بندش ژل در دماهای بالا، کمتر می‌شود و ممکن است باعث کاهش استحکام و پایداری ژل پلیمر شود.
- ۳- افزایش pH محیط، باعث افزایش زمان بندش ژل پلیمر می‌شود.
- ۴- تغییرات فشار روی زمان بندش ژل تأثیر قابل ملاحظه‌ای ندارد.
- ۵- افزایش شوری تا حدی باعث کاهش زمان بندش ژل پلیمر می‌شود.
- ۶- ژل پلیمرها قابلیت کاهش برش آب در شرایط آزمایشگاهی مشابه با شرایط مخزن (از نقطه نظر ویژگی‌های فیزیکی سنگ و سیال مخازن ایران) را دارا می‌باشد. این مقدار در پژوهش حاضر بین ۴۰ الی ۶۰ درصد است.
- ۷- درصد تغییرهای تراوایی نفت در اثر تزریق ژل پلیمر ۳۳/۳ درصد است، درحالی که درصد تغییرهای تراوایی آب در اثر تزریق ژل پلیمر ۹۷/۳ درصد می‌باشد.

مراجع

- [1] Sydansk, R.D. et al., Field Testing of a New Conformance Improvement Treatment Chromium (III) Gel Technology, Paper SPE 17383, Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, (1988).
- [2] Seright, R. S., A Strategy for Attacking Excess Water Production, Paper SPE 70067, Presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, (2001).
- [3] Surguchev, L. and Stavland, A., Water Shut-off: Simulation and Laboratory Evaluation, Proceedings of the 60th EAGE Conference, Leipzig, (1998).
- [4] Grattoni C. A., Segregated Pathways Mechanism For Oil and Water Flow Through a Oil-Based Gelant, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **35**, p. 183 (2002).
- [5] Zaitounm A., Rheology and Transport in Porous Media of New Water Shutoof Conformance Control Microgels, International Symposium on Oilfield Chemistry Held in Houston, Texas, SPE Paper 93254, (2005).
- [6] Willhite, G. P. and Pancake, R. E., Controlling Water Production Using Gel Polymer System, Paper SPE 89464, Presented at the SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, (2004).
- [7] Seright, R. S., Mechanism for Gel Propagation Through Fractures, SPE Paper 55628, Regional Meeting Held in Gillette, Wyoming, (1999).
- [8] Al-Muntasheri, et al., A Rheological Investigation of A High Temperature Organic Gel Used for Water Shut-off Treatments, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **59** (1-2), p. 56 (2007).

- [9] Liu, J. and Seright, R.S., Rheology of Gels Used for Conformance Control in Fractures, *SPE Journal*, **6**, 2, (2001).
- [10] Moradi Araghi, A., A Review of Thermally Stable Gels for Fluid Diversion in Petroleum Production, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **26** (1-4), p. 1 (2000).
- [11] Sajjadian, V.A., Simjoo, M., Vafaie Seftie, M., Hasheminasab, S.R., Naderi, H., Experimental Study of Gel Polymer Treatment for Water Shut-off in Producing Wells of Iranian oil Reservoir, 11th Iranian Chemical Engineering Conference, Tarbiat Modarres University, Tehran, Iran, (2006).
- [12] Vafaie Seftie, M., Hasheminasab, S.R., Simjoo, M., Dadvand, A., Hassani, A., Investigation of Physical and Chemical Performance of Polyacrylamide Gel Polymer for Iranian Oil Reservoir Condition, 11th Iranian Chemical Engineering Conference, Tarbiat Modarres University, Tehran, Iran, (2006).
- [13] Simjoo, M., Vafaie M., Dadvand, A., Polyacrylamide Gel Polymer as Water Shut-off System: Preparation and Investigation of Physical and Chemical Properties in One of the Iranian Oil Reservoirs Conditions, *Iran. J. Chem. & Chem. Eng.*, **26**, p. 99 (2007).