

# بررسی آزمایشگاهی تزریق ژل‌های پلیمری در مخازن کربناته به منظور بررسی کاهش نامتناسب تراوایی آب و نفت

فرامرز زمانی و فریبرز رشیدی\*

دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی امیرکبیر، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۷/۴/۱۷ تاریخ پذیرش: ۹۷/۱۱/۱۶

## چکیده

یکی از مشکلات رایج در صنعت نفت، پدیده تولید آب اضافی از چاه‌های نفتی است که در بسیاری از موارد، آب به سیال اصلی تولیدی از چاه تبدیل می‌شود. از میان روش‌های کاهش تولید آب، راه‌حل‌های شیمیایی مانند تزریق ژل‌های پلیمری یکی از جذاب‌ترین روش‌های کنترل تولید آب است که پس از تزریق با ایجاد یک شبکه ژلی مستحکم و با استفاده از اثر کاهش نامتناسب تراوایی تراوایی فاز آب را بیشتر از تراوایی نفت کاهش داده در نتیجه باعث کاهش تولید آب می‌گردد. در روش مورد استفاده در این تحقیق تراوایی هر دو فاز کاهش می‌آید، اما کاهش تراوایی فاز آب بسیار شدیدتر از فاز نفت بوده و به عبارتی آب بسیار کمتری تولید خواهد شد. می‌توان گفت هدف اصلی عملیات کاهش بسیار شدیدتر تراوایی آب نسبت به نفت است. در این پژوهش ۴ آزمایش تزریق ژل‌های پلیمری در مغزه‌های کربناته با هدف کاهش نامتناسب تراوایی فاز آب و در حضور آب با نمک‌های مختلف انجام شد. در زمان استفاده از آب مقطر به عنوان آزمایش مینا، نتایج حاصل نشان‌دهنده کاهش بیشتر تراوایی آب نسبت به نفت و نمایانگر اثر کاهش نامتناسب تراوایی بود، اما با اضافه شدن یون‌های مختلف به آب سازندی به ویژه در حضور یون‌های دو بار مثبت، علاوه بر کاهش تراوایی آب، کاهش شدید تراوایی نفت هم مشاهده شد. همچنین در یکی از آزمایشات و در حضور توامان یون‌های دو بار مثبت، تراوایی نفت بیشتر از تراوایی آب کاهش یافت و مشکل تولید آب را تشدید کرد. لذا قبل از انجام هرگونه عملیات کاهش نامتناسب تراوایی با استفاده از تزریق ژل‌های پلیمری جهت کاهش تولید آب، علاوه بر تحلیل مسائل مختلف مخزنی جهت کاندیدا شدن مخزن، تجزیه آب سازندی از نظر وجود یون‌های دو بار مثبت برای موفقیت عملیات امری الزامی است.

**کلمات کلیدی:** مسدودسازی شیمیایی آب، ژل‌های پلیمری، اصلاح تراوایی نسبی، کاهش نامتناسب تراوایی، عامل شبکه‌ای کننده

\*مسئول مکاتبات

rashidi@aut.ac.ir

آدرس الکترونیکی

شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2019.3509.2603)

## مقدمه

در این پژوهش آزمایشاتی با هدف بررسی ایجاد پدیده کاهش نامتناسب تراوایی در سنگ‌های کربناته و در مجاورت نمک‌های مختلف آب سازندی انجام گرفت. با توجه به یون‌های اصلی تشکیل‌دهنده آب سازندی، مسدودسازی شیمیایی آب<sup>۳</sup> با استفاده از ژل‌های پلیمری در مغزه‌های کربناته در طی چهار آزمایش به طور دقیق بررسی شد و میزان موفقیت عملیات در غالب نمودارهای تراوایی نسبی و ضرائب مقاومت برجای<sup>۴</sup> آب و نفت مورد بررسی قرار گرفت.

## آزمایشات

به منظور بررسی اثر کاهش نامتناسب تراوایی در سنگ‌های کربناته و کاهش تولید آب، یک سری آزمایشات طراحی و اجرا شدند. برای مشخص کردن میزان موفقیت عملیات در شرایط مختلف، آزمایشات با استفاده از آب حاوی یون‌های  $Ca^{+2}$ ،  $Na^{+}$  و  $Mg^{+2}$  که یون‌های اصلی تشکیل‌دهنده نمک‌های آب سازندی هستند، انجام گرفت.

محیط متخلخل: از چهار مغزه کربناته به عنوان محیط متخلخل آزمایشات استفاده شد که مشخصات آن‌ها در جدول ۱ آمده است.

نفت خام: نفت خام استفاده شده، نفت یکی از میادین خشکی جنوب ایران با درجه API ۳۶، دانسیته  $0.844 \text{ g/cc}$  و گرانشی  $0.93 \text{ cP}$  در دمای  $25^\circ \text{C}$  است.

## تهیه نمونه‌ها

محلول مورد استفاده در آزمایشات بر اساس غلظت یون‌های موجود در آب سازندی یکی از مخازن نفتی ایران انتخاب شده است. آزمایش مینا با آب مقطر به عنوان آب سازندی انجام گرفت. در آزمایشات بعدی به ترتیب از آب سازندی حاوی  $NaCl$ ،  $NaCl/MgCl_2$  و  $NaCl/CaCl_2/MgCl_2$  استفاده شد. غلظت یون‌های مورد استفاده در جدول ۲ آورده شده است.

یکی از بزرگترین چالش‌هایی که صنعت نفت جهان با آن مواجه است، تولید آب اضافی همراه نفت در مخازن مسن است که سوددهی اقتصادی تولید نفت را با مشکل جدی مواجه کرده است [۱ و ۲]. در طی سالیان متمادی روش‌های متعدد فیزیکی [۳]، شیمیایی [۴] و روش‌های گران‌تر جدید [۵ و ۶]، توسط محققان مختلف برای کنترل تولید آب اضافی ارائه شده است. از مهم‌ترین روش‌های شیمیایی ارائه شده می‌توان به استفاده از ژل‌های پلیمری<sup>۱</sup> اشاره کرد که در سالیان اخیر به شدت مورد توجه قرار گرفته‌اند [۷]. خاصیت کاهش نامتناسب تراوایی<sup>۲</sup> ایجاد شده توسط پلیمرها و ژل‌های پلیمری، در حقیقت کاهش بیشتر تراوایی آب نسبت به تراوایی نفت است. در واقع تراوایی هر دو فاز کاهش می‌یابد، اما میزان موفقیت عملیات به نسبت کاهش تراوایی آب به نفت وابسته است [۸]. اخیراً با استفاده از مدل‌سازی بررسی‌هایی انجام گرفت که موثرترین پارامترها در عملیات بهبود وضعیت تولید در روش تزریق ژل‌های پلیمری را مشخص کرد، همچنین بهترین ترکیب این پارامترها برای رسیدن به بیشترین سود اقتصادی هم ارائه شد [۹]. با وجود تحقیقات فراوان بر روی اثر DPR، همچنان مکانیسم دقیق این پدیده روشن نیست. مکانیسم‌هایی مانند اثر گراویتی [۱۰]، اثر روان‌کنندگی [۱۰ و ۱۱]، اثر انبساط و انقباض ژل [۱۰ و ۱۲]، اثر ترشوندگی [۱۰ و ۱۱]، مسیرهای عبوری مجرا برای آب و نفت [۱۰ و ۱۳] و رقابت بین نیروهای موئینگی و الاستیسیته ژل [۱۴] در گذشته ارائه شدند. مهم‌ترین مکانیسم‌های ارائه شده در این مورد، مدل اثر دیواره محیط متخلخل (ژل پایه آبی و محیط متخلخل آب-تر و یا ژل پایه نفتی و محیط متخلخل نفت-تر) و مدل قطره-ژل (ژل و محیط متخلخل پایه آبی و نفت-تر یا پایه آبی و آب-تر) هستند [۱۵].

1. Polymer Gels

2. Disproportionate Permeability Reduction (DPR)

3. Chemical Water-shutoff

4. Residual Resistance Factor ( $F_{RR}$ )

جدول ۱ مشخصات مغزه‌های استفاده شده در آزمایشات.

مغزه	قطر (mm)	طول (mm)	جرم خشک (g)	Pore Vol (cc)	تخلخل (%)	تراوایی گاز (md)	تراوایی مطلق (md)
مغزه ۱	۳۸/۱	۶/۶۰	۱۵۱/۵۹	۱۳/۴۵	۱۹/۴۷	۲۷/۳۱	۱۰/۸۵
مغزه ۲	۳۸/۱	۲/۴۷	۱۲۳/۳۸	۸/۳۸	۱۵/۵۸	۳۰/۱۵	۱۲/۶۷
مغزه ۳	۳۸/۱	۴۷/۸	۱۲۲/۵۵	۹/۲۲	۱۶/۹۳	۳۹/۳۴	۱۷/۱۱
مغزه ۴	۳۸/۱	۵۸/۵	۱۴۸/۸۱	۱۲/۷۲	۱۶/۲۹	۳۶/۵۶	۱۸/۴

جدول ۲ غلظت نمک‌های مورد استفاده در آزمایشات به عنوان آب سازندی

نمک	mol/L	mg/L
NaCl	۲/۵۱۹	۱۴۷۲۲۲/۹
MgCl <sub>2</sub>	۰/۰۸	۷۶۳۲/۵۴۹
CaCl <sub>2</sub>	۰/۲۳۶	۲۶۲۹۶/۵۷

که بطری برعکس می‌شود، ژل تا حدود نصف فاصله موجود تا درب بطری کشیده می‌شود. بر این اساس نمونه شماره ۵ با غلظت پلیمر ۰/۷٪ و نسبت غلظت پلیمر به عامل شبکه‌ای کننده ۱۴ که خصوصیات کد G را داراست، انتخاب گردید.

ضرائب مقاومت برجا به صورت زیر تعریف می‌شوند [۱۷]:

$$F_{rw} = \frac{K_w}{K_{wg}} \quad (1)$$

$$F_{ro} = \frac{K_o}{K_{og}} \quad (2)$$

$K_w$  و  $K_o$ : به ترتیب تراوایی موثر نفت و آب در نقاط پایانی اشباع قبل از تزریق ژل  
 $K_{wg}$  و  $K_{og}$ : به ترتیب تراوایی موثر نفت و آب در نقاط پایانی اشباع بعد از تزریق ژل  
 $F_{rw}$  و  $F_{ro}$ : به ترتیب ضرائب مقاومت برجای نفت و آب

قابل ذکر است که در روابط بالا به جای تراوایی موثر، می‌توان از تراوایی‌های نسبی نقاط پایانی هم استفاده کرد.

**پلیمر و عامل شبکه‌ای کننده<sup>۱</sup>:** پلیمر استفاده شده در آزمایشات، پلی اکریل آمید هیدرولیز شده (HPAM) با وزن ملکولی ۱۰ میلیون دالتون و درجه هیدرولیز ۳۰٪ است. از کروم استات سه ظرفیتی (Cr(III)-Ac) قابل حل در آب با وزن ملکولی ۲۲۹/۱۴ g هم به عنوان عامل شبکه‌ای کننده استفاده شد.

**محللول ژلی<sup>۲</sup>:** به منظور تهیه محللول ژلی، از تکنیک نیمه کیفی آزمایش بطری<sup>۳</sup> استفاده شد [۱۶]. با تکیه بر این روش، محللول‌های ژلی با غلظت‌های پلیمر و عامل شبکه‌ای کننده متفاوت تهیه شده و در ظرف‌هایی<sup>۴</sup> ریخته شد به طوری که محللول نصف حجم ظروف را اشغال کرد. پس از آن هر دو روز یکبار به منظور بررسی استحکام ژل‌های تشکیل شده، ظروف مهر و موم شده (برای جلوگیری از تماس محللول ژلی با اکسیژن) معکوس گردیده و با توجه به استحکام و پایداری ژل‌های تشکیل شده در مقابل جریان یافتن، کدگذاری شدند. بر مبنای روش آزمایش بطری بیش از ۵۰ تست جهت انتخاب نمونه بهینه انجام گرفت. بر اساس این روش سیستم ژلی که حداقل خواص کد G را داشته باشد برای عملیات مناسب است. طبق کد G ژل شکل‌پذیری متوسطی داشته و زمانی

1. Cross-linker  
 2. Gelant  
 3. Bottle-testing  
 4. Vial

پس از ۸ روز به کد مورد نظر رسید و مدت دو روز هم برای بررسی اینکه با گذشت زمان خصوصیات کد دیگری از روش آزمایش بطری را پیدا نکند به آن داده شد)

۷- تزریق آب سازندی با دبی  $0.3 \text{ cc/min}$  به داخل مغزه پس از تشکیل ژل

۸- تزریق نفت با دبی  $0.2 \text{ cc/min}$  به منظور محاسبه  $S_{wi}$  جدید و تراوایی موثر نفت در  $S_{wi}$  پس از تشکیل ژل

۹- تزریق آب سازندی با دبی  $0.3 \text{ cc/min}$  به داخل مغزه برای محاسبه  $S_{or}$  جدید و تراوایی موثر آب نمک در  $S_{or}$  و رسم نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت پس از تشکیل ژل

۱۰- مقایسه نمودارهای تراوایی نسبی دو فاز در قبل و بعد از عملیات و محاسبه ضرائب مقاومت برجای آب و نفت که میزان موفقیت عملیات را مشخص می‌کند.

جهت شباهت بیشتر به تزریق و تولید واقعی در مخزن، تزریق‌های آب و نفت پس از تشکیل ژل، در جهت عکس تزریق محلول ژلی انجام گرفت. شکل ۱ سامانه آزمایشگاهی مورد استفاده را نشان می‌دهد.

برای انجام آزمایشات تزریق از دستگاه CFS 700 Coreflood استفاده شد. این دستگاه شامل یک پمپ سرنگی دو پیستونه است که توان تزریق تا فشار تزریق  $10000 \text{ psi}$  را داراست. تمامی آزمایشات در دمای  $25^\circ \text{C}$  انجام گرفت. فشار سیال تزریقی توسط ثبت‌کننده‌های فشاری دستگاه، در ابتدا و انتهای نگهدارنده مغزه<sup>۱</sup> ثبت شد.

فرآیند کلی هر آزمایش به صورت زیر است:

۱- شست و شوی مغزه با تولوئن در دستگاه ساکسوله و خشک کردن آن در خشک‌کن<sup>۲</sup>

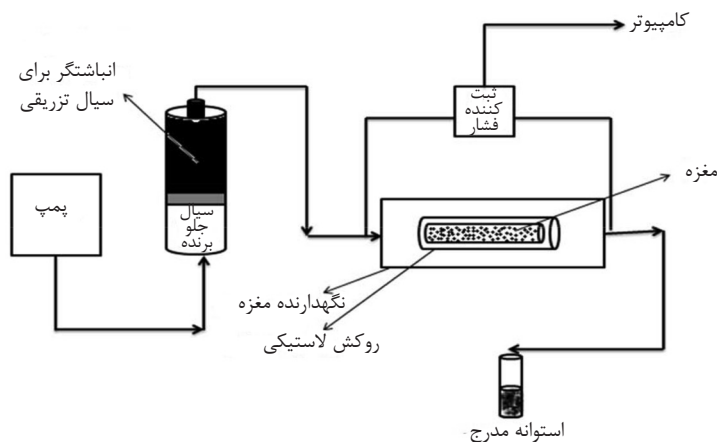
۲- اشباع مغزه از آب سازندی با استفاده از پمپ خلا و دسیکاتور و محاسبه  $PV$ <sup>۳</sup> و تخلخل مغزه

۳- تزریق آب سازندی به داخل مغزه و اندازه‌گیری تراوایی مطلق سنگ

۴- تزریق نفت با دبی  $0.2 \text{ cc/min}$  به داخل مغزه و محاسبه  $S_{wi}$  و تراوایی موثر نفت در اشباع غیر قابل کاهش آب

۵- تزریق آب سازندی با دبی  $0.5 \text{ cc/min}$  به داخل مغزه به منظور محاسبه  $S_{or}$  و تراوایی موثر آب در اشباع نفت باقیمانده و رسم نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت قبل از تزریق Gelant

۶- تزریق  $PV$  ۴ از محلول Gelant انتخابی به داخل مغزه و shut-in کردن سیستم به مدت ۱۰ روز برای تشکیل ژل (در آزمایشات تهیه محلول ژلی، محلول



شکل ۱ سامانه آزمایشگاهی مورد استفاده

1. Core Holder
2. Oven
3. Pore Volume

## آزمایشات، بحث و بررسی

آزمایشات به‌طور خلاصه آورده شده است. ردیف اول جداول ۳ و ۴ نتایج مربوط به مغزه شماره ۱ است. در شرایط پس از تزریق ژل نسبت به حالت قبل از تزریق،  $S_{wi}$  افزایش و  $S_{or}$  کاهش یافته است. در شکل ۲ نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت بر حسب درصد اشباع آب در دو حالت قبل و بعد از تزریق ژل به صورت یک نمودار مقایسه‌ای آورده شده است.

به‌منظور بررسی اثر کاهش نامتناسب تراوایی در سنگ‌های کربناته و اطلاع از میزان موفقیت عملیات در شرایط مختلف، آزمایشات بر روی ۴ مغزه کربناته در حضور آب مینا و آب سازندی با ترکیبات یونی مختلف انجام گرفت.

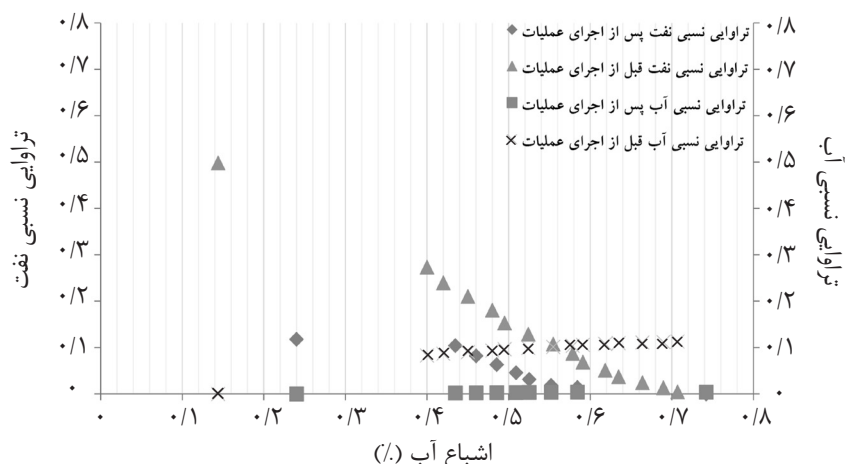
مغزه ۱: در آزمایش اول از آب مقطر به عنوان آب سازندی استفاده شد و مقیاس سنجش بقیه تست‌ها قرار گرفت. در جداول ۳ و ۴ نتایج حاصل از

جدول ۳ نتایج به‌دست آمده از آزمایشات قبل از تزریق ژل

شماره مغزه	$S_{wi}$	$S_{or}$	$K_o$ at $S_{wi}$ (md)	$K_w$ at $S_{or}$ (md)	نقطه برخورد نمودارها
۱	۰/۱۴۴	۰/۲۷۲	۵/۴۰۸	۱/۲۲	$S_w=0.57$
۲	۰/۱۸۲	۰/۱۸۴	۴/۳۱	۱/۰۶۷	$S_w=0.64$
۳	۰/۱۱۷	۰/۴۳۴	۷/۹۷	۱/۳۵۱	$S_w=0.54$
۴	۰/۱۴۳	۰/۳۰۶	۱۲/۵۱	۱/۲۱۷	$S_w=0.58$

جدول ۴ نتایج به‌دست آمده از آزمایشات پس از تزریق ژل

شماره مغزه	$S_{wi}$	$S_{or}$	$K_o$ at $S_{wi}$ (md)	$K_w$ at $S_{or}$ (md)	نقطه برخورد نمودارها	$F_{rw}$	$F_{ro}$
۱	۰/۲۴	۰/۲۵۸	۱/۲۷۷	۰/۰۴	$S_w=0.65$	۳۰/۵	۴/۲۳
۲	۰/۲۰۳	۰/۱۷۶	۰/۳۴۹	۰/۰۴۵	$S_w=0.73$	۴۶/۵	۱۱/۶
۳	۰/۱۹۲	۰/۳۷۱	۰/۳۰۶	۰/۰۲۵۴	$S_w=0.57$	۵۳/۸۳	۲۶
۴	۰/۲۱۴	۰/۳۱۸	۰/۴۵	۰/۰۵۴	$S_w=0.62$	۲۲/۵	۲۷/۸



شکل ۲ نمودار مقایسه‌ای تراوایی نسبی آب و نفت بر حسب اشباع آب در شرایط قبل و بعد از عملیات تزریق ژل برای مغزه شماره ۱.

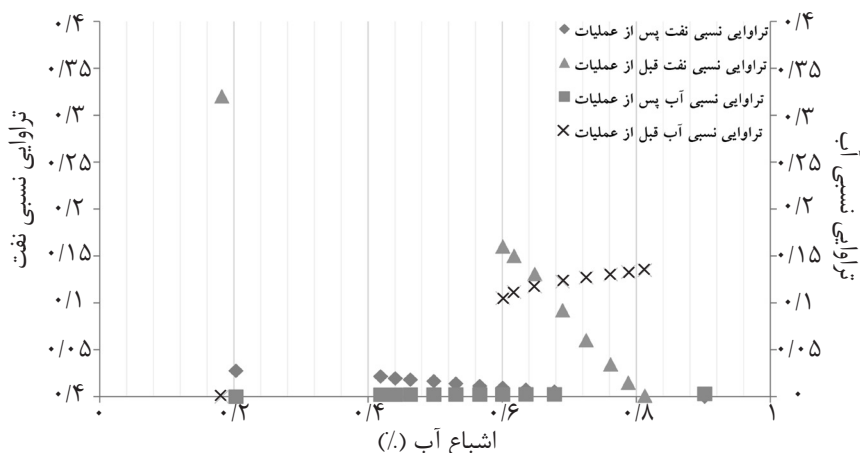
کاهش نامتناسب تراوایی به دست آمد.

**مغزه ۲:** در آزمایش دوم از محلول NaCl (جدول ۲) به عنوان آب سازندی استفاده شد. با مقایسه جداول ۳ و ۴ می‌توان به تغییرات  $S_{wi}$  و  $S_{or}$  پی برد.  $S_{wi}$  افزایش و  $S_{or}$  کاهش یافته است، اما با توجه به چشمگیر نبودن این تغییرات، نمی‌توان به طور قطع در مورد آبدوست‌تر شدن مغزه حکم داد و نیازمند اطلاعات بیشتری است. با رسم نمودارهای تراوایی نسبی دو فاز بر حسب اشباع آب در شرایط قبل و بعد از تزریق ژل (شکل ۳) می‌توان مشاهده کرد که نقطه تلاقی نمودارهای تراوایی نسبی از  $S_w = 0.73$  در شرایط قبل از عملیات به  $S_w = 0.64$  تغییر یافته است. توجه به جابه‌جایی نقطه تلاقی نمودارها و تغییرات  $S_{wi}$  و  $S_{or}$  آب دوست‌تر شدن مغزه در اثر اجرای عملیات را نتیجه می‌دهد. همانند مغزه ۱ در این‌جا هم مدل اثر دیواره پاسخگوی تغییرات ایجاد شده است و لایه ژل تشکیل شده بر روی دیواره سنگ‌ها موجبات آب دوست‌تر شدن مغزه را فراهم آورده است. از شکل ۳ می‌توان استنباط کرد که تراوایی نسبی هر دو فاز پس از عملیات کاهش یافته و میزان موفقیت عملیات را باید با ضرائب مقاومت برجا سنجید (جدول ۴).

در این آزمایش تراوایی آب با ضریب  $46/5$  و تراوایی نفت با ضریب  $11/6$  کاهش یافته‌اند. در واقع نسبت کاهش تراوایی آب به نفت چهار برابر است.

با بررسی شکل ۲ و جداول ۳ و ۴ محل تلاقی دو نمودار از  $S_w = 0.57$  در حالت قبل از تزریق به  $S_w = 0.65$  پس از تزریق ژل تغییر پیدا کرده که نشان‌دهنده تغییر ترشوندگی مغزه و آب دوست‌تر شدن مغزه است. در واقع تغییرات  $S_{wi}$  و  $S_{or}$  و محل تلاقی نمودارهای تراوایی نسبی همگی آب دوست‌تر شدن مغزه را نشان دادند. می‌توان گفت طبق مدل اثر دیواره یک لایه از ژل پایه آبی بر روی دیواره حفره‌های سنگ آب دوست تشکیل شده و شرایط تغییر ترشوندگی و آب دوست‌تر شدن مغزه را فراهم آورده است. شکل ۲ نشان می‌دهد که تراوایی نسبی هر دو فاز پس از تزریق ژل کاهش یافته است. این بدان معناست که عملیات کاهش نامتناسب تراوایی ایده‌آل که در آن فقط تراوایی فاز آب کاهش یافته و تراوایی فاز نفت بدون تغییر باقی می‌ماند، مشاهده نگردیده است.

با اندازه‌گیری تراوایی نقاط پایانی هر دو فاز ضرائب مقاومت برجا محاسبه شدند (جدول ۴). همانطور که مشاهده می‌شود تراوایی آب و نفت به ترتیب با ضرائب معادل  $30/5$  و  $4/23$  کاهش یافته‌اند. به عبارتی تراوایی فاز آب  $7/21$  برابر تراوایی فاز نفت کاهش یافته است. علی‌رغم ایده‌آل نبودن عملیات و کاهش تراوایی فاز نفت، می‌توان گفت در مغزه شماره ۱ و در حضور آب مقطر به عنوان آب سازندی، نتایج قابل قبولی برای اجرای عملیات



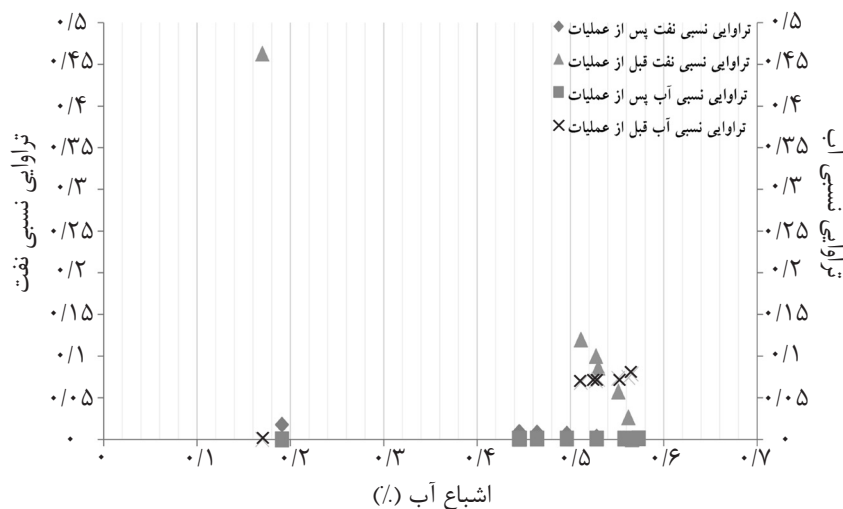
شکل ۳ نمودار مقایسه‌ای تراوایی نسبی آب و نفت بر حسب اشباع آب در شرایط قبل و بعد از عملیات تزریق ژل برای مغزه شماره ۲

مغزه ۲ نمی‌توان در مورد آبدوست‌تر شدن مغزه نظر داد. پس از رسم نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت در شرایط قبل و بعد از عملیات (شکل ۴)، مشاهده شد که نقطه تلاقی دو نمودار از  $S_w = 0/53$  در شرایط قبل از تزریق به  $S_w = 0/57$  بعد از تزریق تغییر یافته است. در حقیقت این جابه‌جایی نقطه تلاقی هم نمی‌تواند به طور قطع در مورد آب دوست‌تر شدن مغزه حکم دهد، چرا که مقدار قابل توجهی نیست و بسیار نزدیک به حالت قبل از تزریق ژل است. به عبارتی می‌توان گفت که احتمالاً لایه ژلی به خوبی بر روی سطح سنگ تشکیل نشده است و همین مورد تغییر ترشوندگی مغزه را با مشکل روبه‌رو کرده است. با بررسی شکل ۴ می‌توان مشاهده کرد که عملیات تزریق ژل، کاهش تراوایی نسبی هر دو فاز را نتیجه داده است.

طبق جدول ۴ و ضرائب مقاومت برجا، تراوایی آب و نفت به ترتیب با ضرائب معادل  $53/82$  و  $26$  کاهش یافته است. در حقیقت کاهش تراوایی آب تنها  $2/07$  برابر کاهش تراوایی نفت است. این کاهش شدید تراوایی نفت در مقیاس مخزن موجب از دست رفتن مقدار نفت بسیار قابل توجهی خواهد شد.

با توجه به نتایج به‌دست آمده می‌توان بیان کرد که اضافه شدن یون  $Na^+$  تاثیر منفی بر پدیده DPR داشته و از بازده عملیات کاسته است. این تاثیر منفی می‌تواند در اثر رسوب  $NaCl$  در گلگاه‌ها و دهانه حفره‌ها ایجاد شود و از آنجایی که نفت در مرکز حفره‌ها و گلگاه‌ها جریان دارد، باعث کاهش مسیر عبوری فاز نفت شده و تراوایی موثر نفت را کاهش داده است. از طرفی در آزمایشات انتخاب محلول ژلی، آزمایشاتی جداگانه با استفاده از آب همراه با یون  $Na^+$  انجام شد (البته با غلظت حدود  $10\%$ ) که پس از مدت بسیار اندکی، در تمامی نمونه‌ها رسوب نمک مشاهده گردید و از ادامه آنها صرف نظر شد، با توجه به این آزمایشات و وجود آب باقیمانده در سنگ می‌توان رسوب نمک در خلل و فرج مغزه‌ها را هم پیش‌بینی کرد.

**مغزه ۳:** در آزمایش سوم از محلول  $NaCl/MgCl_2$  با غلظت‌های موجود در جدول ۲ به عنوان آب سازندی استفاده شد. اگر به نتایج حاصل از آزمایش سوم در جداول ۳ و ۴ توجه کنید، افزایش  $S_{wi}$  و کاهش  $S_{or}$  پس از تزریق ژل نسبت به حالت قبل از آن قابل مشاهده است، اما تغییرات حاصل نسبتاً نامحسوس بوده و همچون نتایج حاصل از آزمایش مربوط به



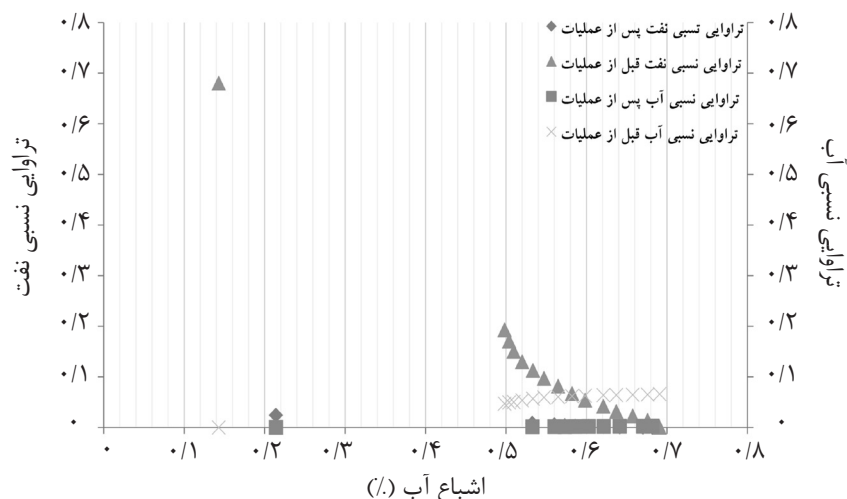
شکل ۴ نمودار مقایسه‌ای تراوایی نسبی آب و نفت بر حسب اشباع آب در شرایط قبل و بعد از عملیات تزریق ژل برای مغزه شماره ۳



دوم قابل مشاهده بود، در آزمایشات سوم و چهارم با محدودیت روبه‌رو شده است و لایه ژلی بر روی سطح سنگ به خوبی تشکیل نشده است. طبق شکل ۵ همانند سه آزمایش قبلی تراوایی نسبی هر دو فاز شدیداً کاهش یافته است، ولیکن در آزمایش چهارم تراوایی فاز نفت بیشتر از آب کاهش یافته است که در حقیقت نتایج حاصل مغایر با هدف اجرای عملیات می‌باشد.

با بررسی ضرائب مقاومت برجای به‌دست آمده (جدول ۴) می‌توان مشاهده کرد که تراوایی فاز آب و نفت به ترتیب با ضرائبی معادل ۲۲/۵ و ۲۷/۸ کاهش یافته است. در واقع تراوایی نفت شدیدتر از آب کاهش یافته است و در این شرایط اجرای عملیات موجب وخیم‌تر شدن اوضاع خواهد شد. با توجه به نتایج حاصل از آزمایشات سوم و چهارم، می‌توان گفت وجود یون‌های دوبرار مثبت ( $\text{Ca}^{+2}$  و  $\text{Mg}^{+2}$ ) در آب سازندی و در محیط متخلخل کربناته عملیات کاهش نامتناسب تراوایی را شدیداً با مشکل روبه‌رو می‌کند. آنجایی که در سنگ‌های آبدوست نفت در مرکز حفرات حرکت می‌کند، رسوب شدید نمک‌های حاصل از این یون‌ها در گلوگاه‌ها و دهانه حفره‌ها مسیر عبوری فاز نفت را با محدودیت روبه‌رو کرده و باعث می‌شود که تراوایی فاز نفت بیشتر از آنچه که مورد انتظار بوده، کاهش یابد.

**مغزه ۴:** در آزمایش پایانی محلول  $\text{NaCl}/\text{MgCl}_2/\text{CaCl}_2$  مطابق غلظت‌های جدول ۲ به عنوان آب سازندی مورد استفاده قرار گرفت. طبق نتایج جداول ۳ و ۴ مقادیر  $S_{or}$  و  $S_{wi}$  هر دو افزایش یافته‌اند. افزایش اشباع آب غیر قابل کاهش نشانه آب دوست‌تر شدن مغزه می‌باشد، اما افزایش  $S_{or}$  در جهت خلاف آب دوستی مغزه حرکت کرده است، همچنین افزایش  $S_{wi}$  هم بسیار کم است و به هیچ وجه با این نتایج نمی‌توان گفت که مغزه آب دوست‌تر شده است. به عبارتی می‌توان گفت تشکیل لایه ژلی بر روی دیواره محیط متخلخل شدیداً با مشکل روبه‌رو شده است. شکل ۵ نمودارهای تراوایی نسبی آب و نفت را در شرایط قبل و بعد از تزریق ژل نشان می‌دهد. همانطور که در شکل ۵ مشاهده می‌کنید و از داده‌های جدول ۴ هم بر می‌آید، نقطه تلاقی نمودارهای تراوایی نسبی از نقطه  $S_w = 0/58$  به نقطه  $S_w = 0/62$  جابه‌جا شده است. این جابه‌جایی می‌تواند نشان از آب دوست‌تر شدن مغزه باشد، اما از آنجایی که مقدار تغییرات بسیار کوچک است، نمی‌توان به طور قطع نظر داد. به عبارتی این تغییر نه چندان محسوس هم نشان دهنده این است که تشکیل لایه ژلی به طور کامل صورت نگرفته است. در حقیقت می‌توان گفت آب دوست‌تر شدن مغزه که در آزمایش اول و تا حدی



شکل ۵ نمودار مقایسه‌ای تراوایی نسبی آب و نفت بر حسب اشباع آب در شرایط قبل و بعد از عملیات تزریق ژل برای مغزه شماره ۴



اثر کاهش نامتناسب تراوایی در محیط متخلخل کربناته به خوبی مشاهده شد.

۲- افزوده شدن یون  $\text{Na}^+$  نتایج حاصل از عملیات تزریق ژل را به سبب رسوب  $\text{NaCl}$  در گلوگاه‌ها و دهانه حفره‌ها تحت تاثیر قرار داد، لیکن کاهش تراوایی آب نسبت به کاهش تراوایی نفت چشمگیر و بیشتر از چهار برابر بود.

۳- حضور یون  $\text{Mg}^{+2}$  و  $\text{Na}^+$  به علت رسوب نمک در گلوگاه‌ها و رسوب پلیمرها در اثر واکنش این یون با گروه‌های کربوکسیلات، عملیات کاهش نامتناسب تراوایی را با محدودیت روبه‌رو کرد که این اثر موجب اختلال در ایجاد پدیده کاهش نامتناسب تراوایی می‌گردد.

۴- حضور همزمان یون‌های  $\text{Mg}^{+2}$ ،  $\text{Na}^+$  و  $\text{Ca}^{+2}$  تراوایی نفت را بیشتر از آب کاهش یافت و در جهت عکس هدف عملیات حرکت کرد.

همچنین گروه‌های کربوکسیلات موجود در پلیمرهای هیدرولیز شده که دارای بار منفی هستند، با یون‌های دو بار مثبت واکنش داده و باعث رسوب پلیمرها پیش از تشکیل ژل می‌شوند. با رسوب پلیمرها در دهانه حفرات و گلگوه‌ها مسیر عبوری نفت با گرفتگی مواجه شده و تراوایی فاز نفت بیشتر از حالت معمولی کاهش می‌یابد. از طرف دیگر رسوب پلیمرها باعث می‌شود که شبکه ژلی هم به خوبی تشکیل نشود و در نتیجه تراوایی آب هم به خوبی کاهش نیابد.

### نتیجه‌گیری

۱- در این تحقیق اثر نوع آب سازندی بر روی عملکرد ژل در عملیات کاهش نامتناسب تراوایی بررسی شد. بدین منظور ۴ نوع آب سازندی مورد استفاده قرار گرفت. در استفاده از آب مقطر به عنوان آب سازندی،

### مراجع

- [1]. Joseph A. and Ajienska J., "A review of water shutoff treatment strategies in oil fields", in Nigeria Annual International Conference and Exhibition., Society of Petroleum Engineers., SPE-136969-MS, August 2010.
- [2]. Botermans C. W., Van Batenburg D. W. and Bruining J., "Relative permeability modifiers: myth or reality?", in SPE European Formation Damage Conference, Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [3]. Bailey B., Crabtree M., Tyrie J., Elphick J., Kuchuk F., Romano C. and Roodhart L., "Water control", Oilfield Review., Vol. 12, No. 1, pp. 30-51, 2000.
- [4]. KabirA., "Chemical water & gas shutoff technology-An overview", in SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference., Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [5]. Bybee K., "A review of downhole separation technology", Journal of Petroleum Technology, Vol. 57, No. 09, pp. 48-50, 2005.
- [6]. Denney D., "Subsea separation and reinjection of produced water", Journal of Petroleum Technology., Vol. 52, No. 04, pp. 48-51, 2000.
- [7]. Seright R., Lane R. and Sydans k., "A strategy for attacking excess water production", in SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers, 2001.
- [8]. Sydansk R. D. and SerightR., "When and where relative permeability modification water-shutoff treatments can be successfully applied", in SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery., Society of Petroleum Engineers, 2006.

- [9]. Norouzi M. and Rashidi F., "DPR polymer gel treatment in oil reservoirs: A workflow for treatment optimization using static proxy models", Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 153, pp. 97-110, 2017.
- [10]. Liang J., Sun H. and Seright R., "Why do gels reduce water permeability more than oil permeability?", SPE Reservoir Engineering, Vol. 10, No. 04, pp. 282-286, 1995.
- [11]. Zaitoun A. and Kohler N., "Two-phase flow through porous media: effect of an adsorbed polymer layer", in SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers, 1988.
- [12]. Zaitoun A. and Kohler N., "Modification of water/oil and water/gas relative permeabilities after polymer treatment of oil or gas wells", In Situ (USA), Vol. 13, No. 1, 1989.
- [13]. White J., Goddard J. and Phillips H., "Use of polymers to control water production in oil wells", Journal of Petroleum Technology, Vol. 25, No. 02, pp. 143-150, 1973.
- [14]. Sorbie K. S., "Polymer-improved oil recovery", Springer Science & Business Media, 2013.
- [15]. Liang J. and Seright R., "Wall-effect/gel-droplet model of disproportionate permeability reduction", in SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [16]. Sydansk R., "A new conformance-improvement-treatment chromium (III) gel technology", in SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers, 1988.
- [17]. Kuzmichonok L., Asghari K. and Nakutnyy P., "Performance of polyacrylamide-chromium (III) gel in carbonate porous media: effect of source of crosslinker on disproportionate permeability reduction and gel strength", 58<sup>th</sup> Annual Technical Meeting, 2007.



## Petroleum Research

Petroleum Research, 2019(August-September), Vol. 29, No. 106, 8-10

DOI: 10.22078/pr.2019.3509.2603

# An Experimental Investigation of Polymer Gels Injection in Carbonate Reservoirs to Study Disproportionate Permeability Reduction (DPR)

Faramarz Zamani and Fariborz Rashdidi\*

Faculty of Petroleum Engineering, Amirkabir University of Technology, Tehran, Iran

rashidi@aut.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2019.3509.2603

Received: October/15/2018

Accepted: March/04/2019

## INTRODUCTION

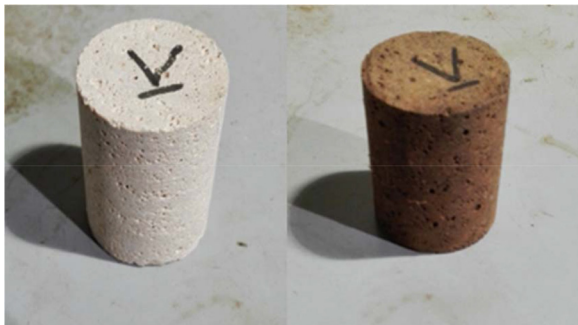
Excess water production is one of the most serious problems in oil industry [1, 2]. Moreover, chemical controlling methods such as injection of certain polymers are cheap and easy to handle [3]. In addition, these polymers in the reservoir forms a gelant network which causes disproportionate permeability reduction (DPR). In fact, this method reduces both oil and water permeability; but reduction in water production would be much more than that for oil [4]. Therefore, little water will be produced. However, exact mechanism of DPR is vague, but among different mechanisms which have been presented, the wall-effect model and gel-droplet model are the most probable mechanisms that presented [5].

## EXPERIMENTAL PROCEDURE METHODOLOGY

In this study, the effect of formation water salinity (ions) on the performance of polymer gel injection for DPR operation was investigated. Gelant solution is selected by the way of a Semi-qualitative method as bottle-testing [6]. To this end, four different types of formation water was chosen. Afterwards, distilled water was selected as the reference case for comparison purposes of gel injection on carbonate rock. The choice of distilled water as formation water caused excellent results in DPR of the carbonate rock sample (Figure 1). Addition of  $Na^+$  ion to the formation water caused some precipitation of NaCl in the throats and pores openings. However, the relative permeability of water reduced substantially compared to that of oil phase perm ability (Figure 2).



**Figure 1:** Core No 1 before and after DPR operation (distilled water).



**Figure 2:** Core No 2 before and after DPR operation ( $\text{Na}^+$ ).

In the other experiment, the used formation water contained  $\text{Mg}^{+2}$  and  $\text{Na}^+$  ions (Figure 3). The DPR process was affected, and the degree of reduction in water relative permeability compared to oil permeability dropped.

## RESULTS AND DISCUSSION

According to this study, the adverse effect, which has been explained above, could be contributed not only to precipitation of formed salt in the throats but also to polymer precipitation due to reaction between  $\text{Mg}^{+2}$  ion with carboxylate which hinders DPR operation and reduce the success degree of water cut in the field operation. Finally, the coexistence of  $\text{Ca}^{+2}$ ,  $\text{Mg}^{+2}$  and  $\text{Na}^+$  ions in the formation water were tested (Figure 4).

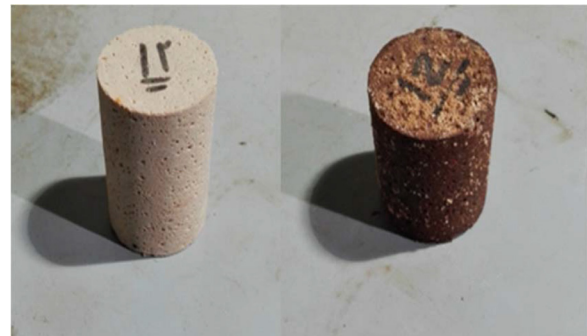
## CONCLUSIONS

Results showed that the reduction in oil permeability exceeds the relative permeability of water in the core sample. Therefore, it was

concluded that prior to any DPR application in a carbonate reservoir, the analysis of formation water regarding the existence of various salts (ions) is necessary for success of such operation.



**Figure 3:** Core No 3 before and after DPR operation ( $\text{Mg}^{+2}$  and  $\text{Na}^+$ ).



**Figure 4:** Core No 4 before and after DPR operation ( $\text{Mg}^{+2}$ ,  $\text{Ca}^{+2}$  and  $\text{Na}^+$ ).

## REFERENCES

- [1]. Joseph A. and Ajienkaj., "A review of water shutoff treatment strategies in oil fields", in Nigeria Annual International Conference and Exhibition., Society of Petroleum Engineers., 2010.
- [2]. Botermans C. W., Van Batenburg D. W. and Bruining J., "Relative permeability modifiers: myth or reality?", in SPE European Formation Damage Conference, Society of Petroleum Engineers, 2000.
- [3]. Seright R., Lane R. and Sydans k., "A strategy for attacking excess water production", in SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Society of Petroleum Engineers, 2001.

[4]. Sydansk R. D. and Seright R., *“When and where relative permeability modification water-shutoff treatments can be successfully applied”*, in SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery., Society of Petroleum Engineers, 2006.

[5]. Liang J., Sun H. and Seright R., *“Why do gels reduce water permeability more than oil permeability?”*, SPE Reservoir Engineering., Vol. 10, No. 04, pp. 282-286, 1995.

[6]. Sydansk R., *“A new conformance-improvement-treatment chromium (III) gel technology”*, in SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Society of Petroleum Engineers, 1988.