

مطالعه آزمایشگاهی کاهش نفوذپذیری به واسطه پدیده تبخیر در فرآیند ذخیره سازی گاز

پژوهش نفت

سال بیست و چهارم
شماره ۷۸
صفحه، ۶۱-۷۰
۱۳۹۳
تاریخ دریافت مقاله: ۹۱/۳/۱۰
تاریخ پذیرش مقاله: ۹۱/۱۲/۸

سعید عباسی*، حسن گلقدشتی، محمد سعادت و عباس شهرآبادی

مرکز مطالعات ازدیاد برداشت، پژوهشکده مهندسی نفت، پژوهشگاه صنعت نفت، تهران، ایران

چکیده

کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن یکی از مشکلاتی است که در فرآیند تزریق و یا تولید گاز ایجاد می شود. پدیده های زیادی در فرآیند تزریق گاز مخصوصاً در فرآیند ذخیره سازی گاز در مخازن وجود دارد که مشکلاتی را می تواند به همراه داشته باشد. در این بررسی پدیده تبخیر آب و تغییرات تزریق پذیری و تولید پذیری مورد نظر می باشد. به عبارت دیگر پدیده تبخیر در مبحث تزریق گاز به منظور ذخیره سازی توجه قرار گرفته است. نکته قابل توجه در این بین، تقابل دو پارامتر کاهش اشباعیت آب از یک طرف و کاهش نفوذپذیری سنگ مخزن به واسطه تشکیل رسوبات نمک می باشد. کاهش اشباعیت آب، بهبود نفوذپذیری نسبی گاز را به همراه خواهد داشت و تشکیل رسوبات نمک، کاهش نفوذپذیری نسبی گاز را باعث می شود. نتایج نشان می دهد که در نهایت نفوذپذیری سنگ های با تراوایی بالا در پایان فرآیند بهبود یافته و نفوذپذیری سنگ های با تراوایی پایین، کاهش می یابد. بنابراین هر چند در فرآیند تزریق گاز، آسیب دیدگی به دلیل تشکیل رسوب نمک

مشاهده می گردد، اما در نهایت می توان گفت که به دلیل تغییر در ساختار محیط متخلخل برای محیط های مختلف مخزن، تأثیر یکسانی بر روی شرایط نهایی نداشته و ممکن است نسبت به حالت اولیه افزایش و یا کاهش را به همراه داشته باشد. اندازه کریستال های نمک نسبت به اندازه حفرات از جمله عواملی است که می تواند مستقیماً در گرفتگی حفرات نقش داشته باشد که این اثر را می توان در تغییرات نفوذپذیری نسبی مشاهده نمود. بنابراین پدیده تبخیر می تواند اثرات متفاوتی از خود به همراه داشته باشد که این اثرات به ساختار حفرات بستگی خواهد داشت، لذا انجام تست های تزریق برای هر محیط و هر شرایط ضروری است.

واژه های کلیدی: تبخیر آب، تزریق گاز، کاهش نفوذپذیری، ذخیره سازی، آسیب دیدگی سازند

مقدمه

بررسی کاهش توان تولید در تعدادی از چاه ها نشان می دهد که تبخیر آب به دلیل افت فشار در مجاورت دهانه چاه، اغلب رسوب گذاری نمک ها از جمله هالیت

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی

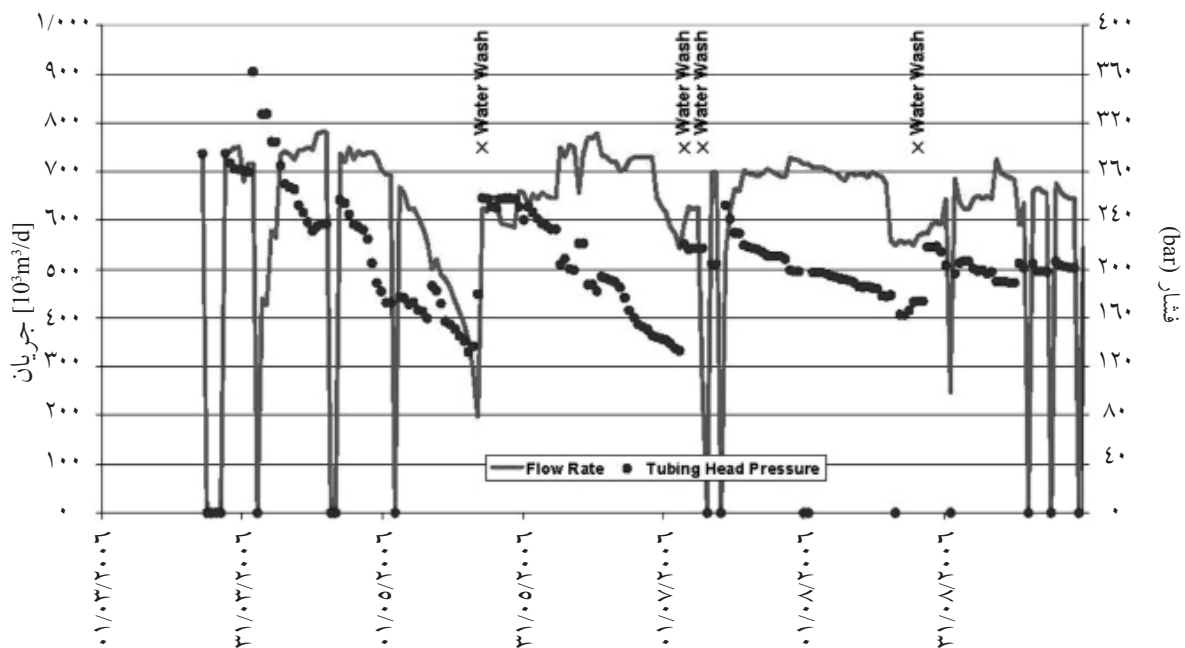
abbasis@ripi.ir

یک نیم روز طول می کشد تا چاه به شرایط تولید بازگردد. مطابق شکل ۱، که داده های گرفته شده از یک عملیات میدانی است، از پایان ماه مارس تا پایان ماه می کاهش سریع در دبی تولیدی مشاهده می شود. همان طور که نمودار نشان می دهد، شستشوی چاه در پایان ماه می چاه می تواند به شرایط ابتدایی دبی تولید بازگردد. در ادامه برای حفظ دبی بالا در چاه، شستشو با آب اضافی در ابتدای جولای و پایان آگوست انجام گرفت. تجمع نمک با استفاده از بررسی مکانیکی، به وسیله یک دوربین ویدئویی در شکل ۲ قابل مشاهده است. بیشترین نمک در بالای ناحیه مشبک کاری شده مشاهده گردید. با نمونه گیری از نمک، تقریباً رسوب

(نمک های کلروسدیم) را به همراه خواهد داشت. بنابراین برای پیش بینی دقیق این پدیده و بررسی آن، محققین سعی می نمایند با انجام آزمایشات مناسب و توسعه مدل، فرآیند و تأثیرات آن را در مخزن پیش بینی نمایند.

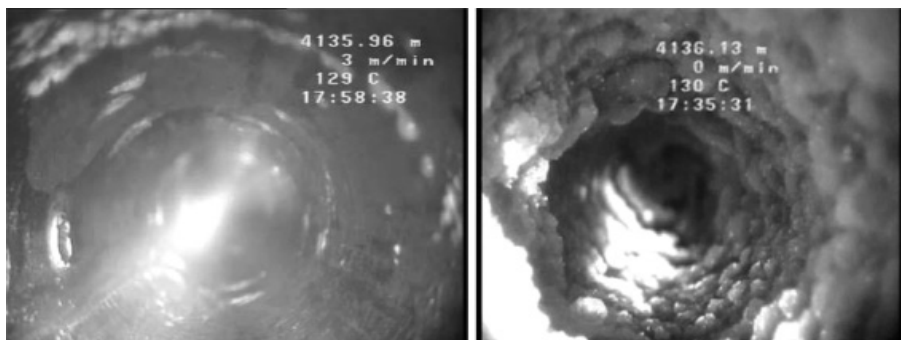
تجربه نشان می دهد که عملکرد چاه های تولیدی در مخازن گازی، اغلب پس از مدتی تولید و بازیافت از مخزن، سریعاً کاهش می یابد. در بسیاری از موارد تشکیل رسوب هالیت در منطقه نزدیک دهانه چاه و اطراف منطقه مشبک کاری شده و یا در مجاورت دهانه چاه باعث کاهش عملکرد چاه می شود.

در تعدادی از چاه های گازی در دریای شمال، شستشوی منظم دهانه چاه با آب به منظور حذف رسوبات، در حدود



زمان

شکل ۱- تغییرات فشار بالای tubing و دبی جریان در مقابل زمان به همراه تأثیرات شستشو توسط آب [۱]



شکل ۲- سمت راست: رسوب نمک در ناحیه مشبک کاری شده یک چاه گازی، سمت چپ: ناحیه مشبک کاری شده پس از شستشو و حذف رسوبات توسط آب [۱]

می‌باشد.

در این مطالعه، با توجه به نمودار توانایی نگه‌داشت آب توسط گاز و همچنین شرایط مخزن هنگام عملیات تزریق گاز خشک، بیشترین میزان تبخیر صورت گرفته در نتیجه این مکانیسم در آزمایشگاه مورد بررسی قرار گرفت. دودسون و همکاران از اولین کسانی بودند که حلالیت آب در گاز طبیعی را توسط آزمایشات در PVT cell مورد بررسی قرار دادند [۴]. تبخیر آب اطراف دهانه چاه می‌تواند باعث افزایش طولانی مدت تزریق پذیری گردد. اما نکته مهم در این تحقیق، عدم وجود محیط متخلخل و یا سنگ مخزن بود که باعث شد این تحقیق تنها پدیده تبخیر را تایید نماید [۵].

بت همچنین پدیده تبخیر آب در میدان آرون را گزارش کرده [۶] علاوه بر آن کلینیتز و همکاران نیز رسوب نمک درون رشته تولیدی در مخازن گازی شمال آلمان که تا درون مخزن ادامه دارد را گزارش نموده‌اند [۷]. تحقیق مورد نظر شرایط حاد پدیده تبخیر را حتی در لوله‌های درون چاه تایید می‌نمود. آنها دریافتند در صورت وجود این پدیده در محیط متخلخل، شرایط حادثی برای محیط متخلخل ایجاد می‌شود که نمونه‌های مختلفی از این موارد را می‌توان نام برد [۸ و ۹].

تلاش‌های زیادی برای اندازه‌گیری کاهش تراوایی، به دلیل ایجاد رسوب نمک حاصل از تبخیر آب صورت گرفته است. بازه‌های مختلفی از کاهش تراوایی بر اساس محیط متخلخل و شوری آب مورد استفاده، ارایه شده است. حتی آسیب‌دیدگی‌هایی در حدود ۵۰٪ نیز گزارش شده است. در این آزمایشات تزریق گاز خشک باعث خشک شدن کامل نمونه‌ها و یا اشباع بسیار پایین آب در آنها شده است [۳ و ۱۰ تا ۱۲]. اما در هیچ یک از این تحقیقات یک رابطه ریاضی دقیق برای پیش‌بینی کاهش تراوایی ناشی از رسوب نمک ارایه نشده است. اشباع آب در مخازن گازی فشرده با نفوذپذیری پایین به میزان غیر منتظره‌ای کم است که حاصل مهاجرت طولانی مدت گاز در این گونه مخازن است. این پدیده باعث به وجود آمدن کریستال‌های نمکی درون مخزن شده و شوری این مخازن را بسیار بالا می‌برد [۱۳ و ۱۴].

یکی دیگر از فرآیندهایی که پدیده تبخیر در آن باعث ایجاد مشکل می‌گردد، فرآیند تزریق گاز است. به طور کلی تزریق گاز می‌تواند به منظور ذخیره‌سازی، نگه‌داری فشار، فرآیندهای افزایش بهره‌دهی و ذخیره‌سازی دی‌اکسید کربن صورت پذیرد. به عبارت دیگر در صورت تزریق گاز در حضور آب همزاد، پدیده تبخیر آب و آسیب‌دیدگی ناشی از تشکیل رسوب نمک در اطراف چاه‌ها روی می‌دهد که باعث تغییر در میزان تزریق‌پذیری و تولیدپذیری سازند می‌گردد.

گاز خشک تزریق شده به مخزن، باعث می‌گردد آب از محدوده دهانه چاه شروع به تبخیر کرده و سپس به اطراف گسترش پیدا کند. در مورد چاه‌های تولیدی نیز می‌توان گفت، گازی که به سمت چاه حرکت می‌کند در شرایط ابتدایی از بخار آب اشباع می‌باشد. اما در هنگام حرکت به سمت چاه‌های تولیدی به علت افت فشار در مسیر، توانایی گاز در میزان نگه‌داشتن آب افزایش می‌یابد. در نتیجه باعث می‌گردد مقداری از آب مخزن دوباره تبخیر شده و وارد فاز گاز شود. بنابراین مکانیسم‌های متفاوتی برای تبخیر آب در تزریق و تولید وجود دارد [۲ و ۳].

وان دورپ به همراه همکارانش برای مدل‌سازی پدیده تبخیر از یک مدل فیزیکی شامل یک بستر شنی مخروطی شکل استفاده نمود [۱]. طراحی نیز به گونه‌ای بود که با نزدیک شدن گاز به سمت سر مخروط، به دلیل کاهش سطح مقطع، سرعت گاز افزایش یافته و باعث تشدید پدیده تبخیر می‌گردید. به عبارتی می‌توان گفت این مدل فیزیکی همان حالت مخزن و چاه تولیدی را شبیه‌سازی می‌نمود. این محققین، تبخیر و پدیده رسوب‌گذاری NaCl در محیط متخلخل با استفاده از شبیه‌سازی عددی و داده‌های آزمایشگاهی بر روی یک بستر ماسه‌ای مخروطی را مطالعه کردند.

در گزارش ارائه شده از آنها، جزئیات آنالیز موقعیت رسوب‌گذاری نمک با استفاده از CT اسکن و هدایت سنجی مشخص شده است. نتایج حاصل از مطالعات آزمایشگاهی و مدل شبیه‌سازی عددی نشان داد که غلظت بالاتری از NaCl در نزدیکی خروجی بستر ماسه‌ای وجود دارد که دلیل آن افزایش سرعت گاز در خروجی بستر

مطلق توسط آب سازند انجام شد. برای رساندن نمونه‌ها به شرایط کنونی مخزن و همچنین اندازه‌گیری تراوایی موثر گاز در هر اشباع آبی تزریق گاز مرطوب به نمونه انجام گردید. در این مرحله با ایجاد افزایش در دو سر مغزه به طور مرحله به مرحله اشباع آب مغزه را پایین آورده و پس از هر مرحله با برگرداندن فشار سر مغزه به حالت مرجع (نمونه ۱۲۶ با فشار ورودی ۳ پام و نمونه ۱۱۵ با فشار ورودی ۶ پام) تراوایی موثر گاز برای هر نمونه مغزه در اشباع موجود در مغزه اندازه‌گیری شد. این کار تا زمان ثابت ماندن اشباع آب با افزایش فشار ورودی، ادامه پیدا کرد. در این حالت نمونه‌ها به حالت اشباع آب اولیه خود رسیده‌اند.

پس از مرحله نهایی تزریق گاز مرطوب که نمونه به شرایط کنونی مخزن نزدیک شد، به منظور شبیه‌سازی عمل تزریق و بررسی تأثیر پدیده تبخیر بر روی تراوایی مؤثر گاز در هر نمونه، تزریق گاز پالایشگاه به عنوان گاز خشک در نمونه‌ها انجام پذیرفت. در این مرحله، اختلاف فشار دو سر نمونه ثابت نگه‌داشته شد و حجم خروجی و تغییر وزن ستون سیلیکاژل به طور پیوسته ثبت گردید. از این اطلاعات به منظور تعیین اشباع حاضر نمونه و تراوایی موثر موجود نمونه استفاده می‌شود.

پس از اتمام عملیات تزریق گاز خشک، گاز تر به درون نمونه تزریق گردید تا تراوایی موثر گاز در نقطه انتهایی نمودار را دوباره به دست آورده و به عنوان یک تأیید کننده از آن استفاده نمود. سپس نمونه از درون مغزه نگاه‌دار خارج شده و پس از توزین از آن عکس‌برداری شد. لازم به ذکر است که آب سازند مورد استفاده دارای شوری ppm ۱۰۵/۰۰۰ بوده و سیال تزریقی، گاز خروجی پالایشگاه شهید هاشمی نژاد با ۹۸٪ متان می‌باشد.

بحث و نتایج

در جدول ۱ مشخصات مغزه‌های مورد نظر ارائه شده است. نمودار تغییرات وزن تجمعی ستون سیلیکاژل نسبت به حجم تجمعی گاز تزریقی [خروجی] برای هر دو نمونه در شکل‌های ۵ و ۶ رسم شده است.

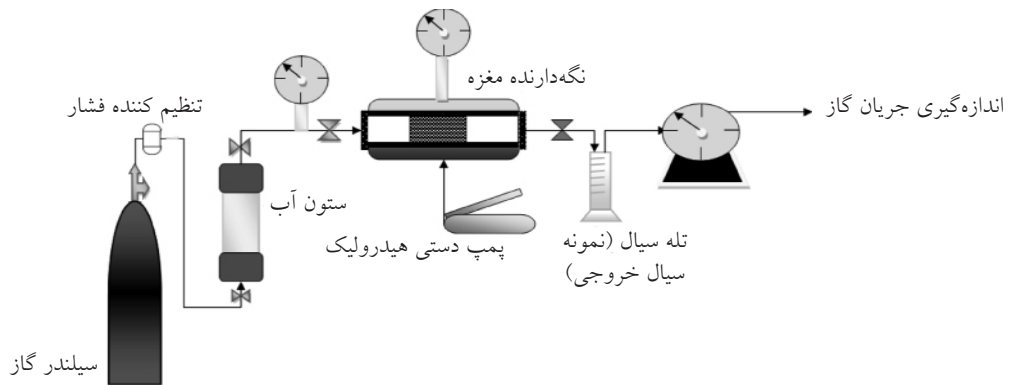
در این پژوهش پس از بیان روش کار و آماده سازی سیستم و نمونه‌ها، سیستم تزریق مورد استفاده معرفی می‌شود. سپس نتایج، مورد بحث و آنالیز قرار گرفته و با استناد به نتایج به دست آمده، پدیده مذکور در محیط متخلخل از نظر کیفی مورد ارزیابی قرار می‌گیرد. یکی از اهداف این تحقیق نشان دادن درجه اهمیت ساختار محیط متخلخل و یا به بیان دیگر ساختار حفرات است که نفوذپذیری به عنوان شاخصی جهت برآورد میزان تغییرات بیان خواهد شد.

روش انجام آزمایش

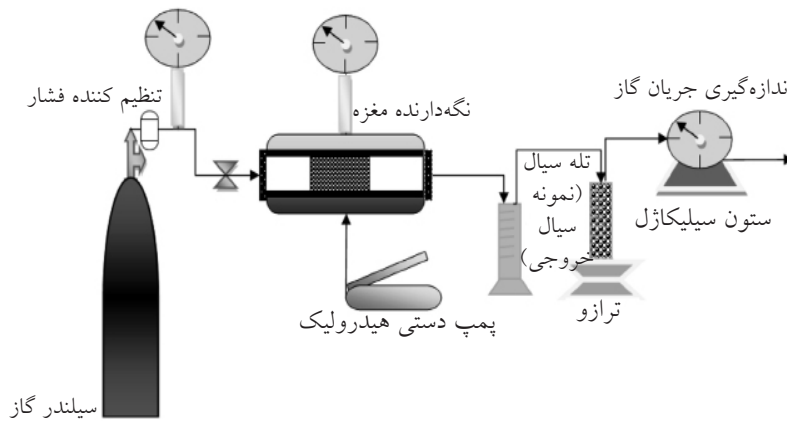
در ابتدا نمونه‌ها قبل از انجام هر آزمایش به منظور تعیین تراوایی هوا در درون مغزه نگاه‌دار گذاشته شده و تراوایی هوا در فشار مورد نظر (نمونه ۱۲۶ با فشار ورودی ۳ پام و نمونه ۱۱۵ با فشار ورودی ۶ پام) تعیین گردید. مشخصات نمونه‌های مذکور در جدول ۱ بیان شده است. در ادامه، نمونه‌های خشک پس از وزن شدن، درون اشباع کننده قرار داده شده و بعد از خلأ کردن محیط آن، آب به درون اشباع کننده مکیده شد. سپس سیلندر مورد نظر تحت فشار ۲۰۰۰ پام به مدت ۴۸ ساعت قرار گرفت. در این قسمت به دلیل مطالعه تأثیر ساختار مخزن بر روی نفوذپذیری، دو سری نمونه مورد بررسی قرار گرفت. سری اول شامل نمونه‌هایی با تراوایی در حد متوسط مخزن و دسته دوم شامل نمونه‌هایی با تراوایی کمتر از حد متوسط می‌باشند. آب سازند با شوری ppm ۱۰۵۰۰۰ انتخاب شد تا با شوری آب مخزن برابری نماید.

در ادامه نمونه‌های اشباع شده از درون سیلندر اشباع کننده خارج گردیده و دوباره توزین شدند تا حجم حفره‌ای و تخلخل محاسبه گردد. همچنین به منظور مشاهده عینی اثر آزمایشات بر روی نمونه‌ها، از نمونه‌ها عکس‌برداری شد.

پس از آماده شدن سنگ مخزن، نمونه‌ها درون مغزه نگاه‌دار قرار داده می‌شود. شماتیک سیستم تزریق در شکل‌های ۳ و ۴ نشان داده شده است. این دو سیستم بر اساس تزریق گاز خشک و گاز تر آماده گردید. قبل از شروع هر مرحله سعی شد تراوایی، مورد سنجش قرار بگیرد. لذا تزریق آب با دبی‌های متفاوت به نمونه‌ها، جهت اندازه‌گیری تراوایی



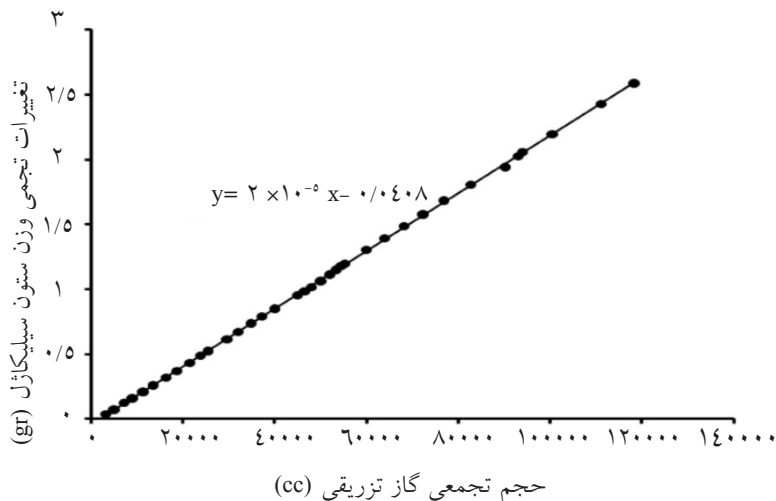
شکل ۳- نمودار تزریق گاز تر



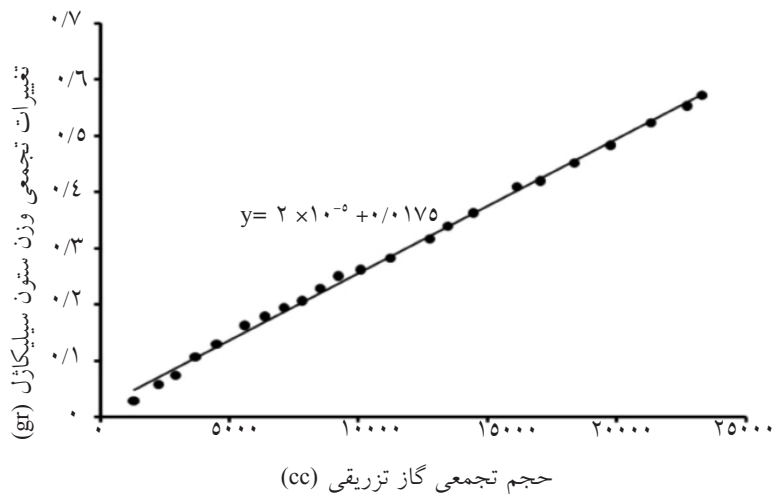
شکل ۴- نمودار تزریق گاز خشک

جدول ۱- مشخصات مغزه‌ها

شماره مغزه	ابعاد (طول×قطر) (cm×cm)	تخلخل (%)	حجم حفره‌ای (cc)	تراوایی هوا (mD)	تراوایی کلینکبرگ (mD)	تراوایی مطلق (mD)
۱۲۶	۳/۷۰۳×۵/۰۳	۱۷/۱۸	۹/۳۰	۳۶۰ (در فشار ورودی ۳ پام)	۲۱۸/۵	۱۱۲
۱۱۵	۳/۷۱×۵/۰۴۲	۱۵/۳۴	۸/۳۶	۱۳۲ (در فشار ورودی ۶ پام)	۷۷/۸۸	۱/۰۱۷۵



شکل ۵- نمودار تغییرات تجمعی وزن ستون سیلیکاژل بر حسب حجم تجمعی گاز خروجی (گاز عبوری) برای نمونه ۱۲۶



شکل ۶- نمودار تغییرات تجمعی وزن ستون سیلیکاژل بر حسب حجم تجمعی گاز خروجی (گاز عبوری) برای نمونه ۱۱۵

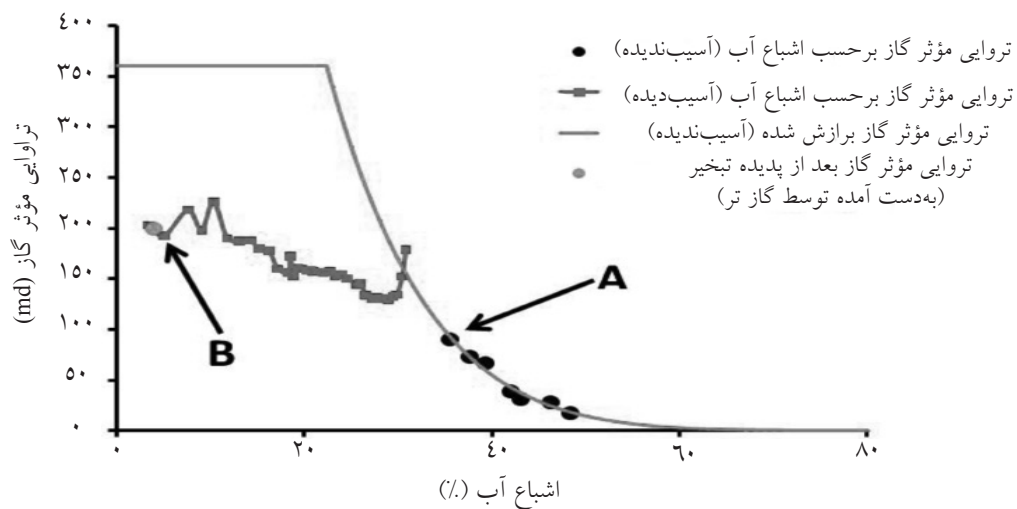
نمودارها مشاهده می‌شود در نقطه انتهایی، تقریباً اشباع آب به صفر نزدیک می‌شود. به دلیل حجم بالا و زمان بالای تزریق گاز خشک در میدان، تمامی آب موجود در سنگ در دهانه چاه تبخیر شده و نمک آن رسوب می‌کند. بنابراین در انتهای زمان تزریق و یا پس از مدتی که از تزریق گاز خشک می‌گذرد، اطراف دهانه چاه خشک می‌شود. با ادامه تزریق، دامنه سنگ آسیب دیده (رسوب نمک دیده) گسترش می‌یابد. این تغییر در تراوایی مؤثر گاز در دهانه چاه، تأثیر زیادی بر تزریق پذیری و نهایتاً تولید پذیری خواهد داشت.

مقایسه نقاط تراوایی مؤثر آسیب دیده که در نمودار به عنوان تراوایی گاز بر حسب اشباع آب (آسیب دیده) نشان داده شده با نقاط متناظر آنها در همان اشباع آب بر روی نمودار که به عنوان نقاط غیر آسیب دیده (حالت ایده آل) معرفی شده‌اند، آسیب دیدگی ناشی از رسوب نمک را نشان می‌دهد. اگر در جریان تزریق گاز خشک آبی تبخیر نشود، وضعیت سنگ اطراف چاه از لحاظ اشباع آب و تراوایی مؤثر گاز توسط نقطه A در شکل بیان می‌گردد. مقایسه تراوایی مؤثر در شرایط بدون تبخیر با تراوایی مؤثر نقطه B که تراوایی مؤثر مغزه در حالت تبخیر است، نشان می‌دهد که در اثر تبخیر و ایجاد رسوب نمک و کاهش اشباع آب، تراوایی مؤثر گاز برای نمونه ۱۲۶ نسبت به حالت اول افزایش و به تبع آن تزریق پذیری بهبود یافته است.

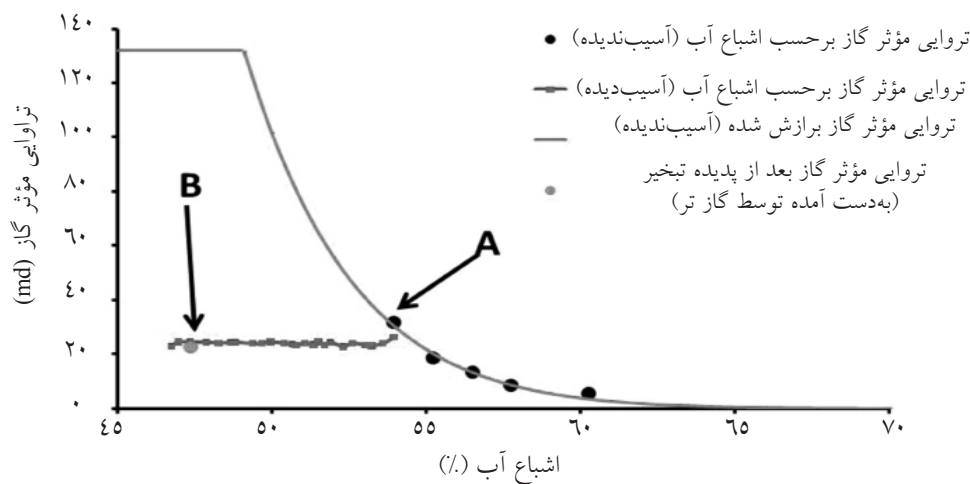
با نگاهی به شیب این نمودارها که با یکدیگر برابر بوده و معادل 2×10^{-5} gr/cc می‌باشد، می‌توان دریافت که در آزمایشات انجام شده، با وجود شرایط متفاوت دو نمونه از نظر نوع سنگ، اشباع آب دبی تزریقی گاز، توانایی هر دو نمونه در حمل بخارات آب یکسان است. این نتیجه بیان می‌کند که گاز به حداکثر اشباع بخار آب رسیده و نیازی به سرعت‌های بالاتر، دماهای بالاتر و یا فشارهای بالاتر وجود ندارد.

نمودار ارائه شده در کتاب جامع مهندسی [۱۵] نشان می‌دهد در صورتی که دمای آزمایش در بازه 25 تا 30 °C و فشار متوسط 17 psi باشد، ماکزیمم توانایی گاز طبیعی در نگه‌داشت آب در شرایط آزمایش، معادل $2/1 \times 10^{-5}$ gr/cc می‌باشد. البته تفاوت اندک میان این عدد و شیب نمودارهای آزمایش، به دلیل میان‌یابی غیر دقیق از روی نمودار است. نهایتاً مشاهده شد که با توجه به این اطلاعات، گازهای تزریق به نهایت اشباع آب رسیده‌اند و با بالا بردن سرعت تزریق، میزان تبخیر آب افزایش نمی‌یابد.

همان‌گونه که در شکل‌های ۷ و ۸ دیده می‌شود، با برون‌یابی داده‌های زمان تزریق گاز تر، می‌توان میزان تراوایی مؤثر گاز در مقادیر پایین‌تر اشباع آب را مشاهده کرد. به دلیل رسوب نمک، تراوایی مؤثر کاهش می‌یابد. در نهایت به نقطه B ختم می‌گردد. تراوایی مؤثر سنگ آسیب دیده در اثر رسوب نمک به طور متوالی در طول زمان آزمایش تزریق گاز خشک محاسبه گردیده و همان‌گونه که در



شکل ۷- تراوایی مؤثر گاز نمونه ۱۲۶، تراوایی بدون آسیب دیدگی و تراوایی آسیب دیده

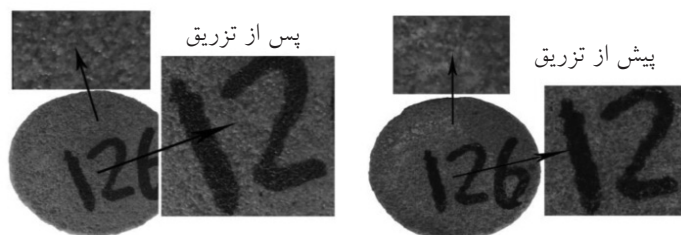


شکل ۸- تراوایی مؤثر گاز نمونه ۱۱۵، تراوایی بدون آسیب دیدگی و تراوایی آسیب دیده

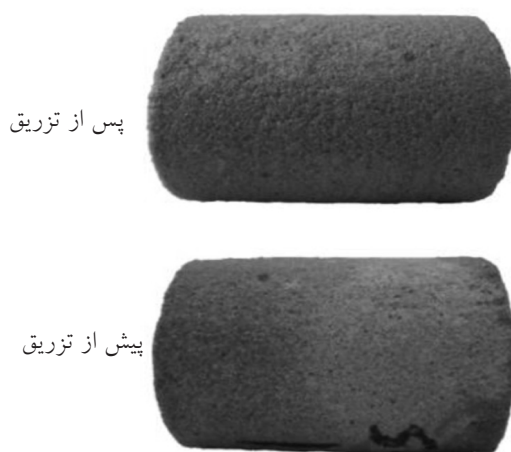
است. در شرایط پیش از تزریق، به دلیل اشباع بودن سنگ از آب بر روی سطح سنگ قطرات آب مشاهده می‌گردد. بنابراین در این تصاویر خشک‌شدگی مغزه و کریستال‌های سفید نمک بر روی مغزه‌ها قابل رویت است.

نمونه آب به‌کار رفته در آزمایشات دارای شوری ppm ۱۰۵۰۰۰ بوده و ترکیب آن تنها از یون‌های نمک هالیت تشکیل شده است. نکته قابل توجه در این مقاله این است نمک رسوب کرده از نوع هالیت بوده و رسوبات تشکیل شده که باعث کاهش نفوذپذیری نسبی و عدم بهبود شرایط می‌شوند، تنها هالیت می‌باشند. بنابراین، سعی شد تنها مکانیسم تبخیر در شرایط تزریق ایجاد گردد و پدیده رسوب‌گذاری که به دلیل تماس گاز خشک با آب ایجاد می‌شود، در حفرات اتفاق بیفتد.

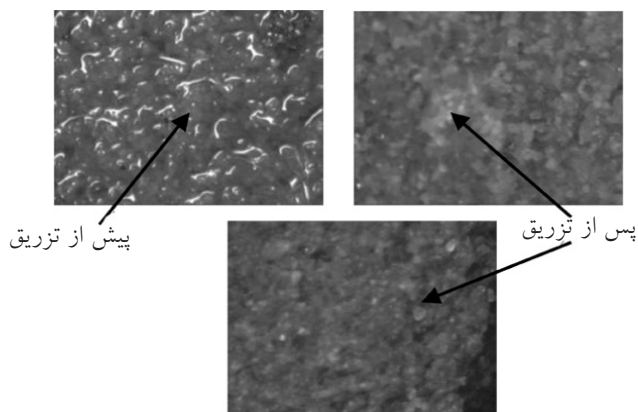
برخلاف نمونه ۱۲۶، تزریق‌پذیری نمونه ۱۱۵ کاهش داشته شده است. به عبارتی در نمونه ۱۱۵ نه تنها نسبت به حالت اولیه بهبودی مشاهده نگردید، بلکه کاهش‌پذیری نسبت به مقدر اولیه کاهش یافته است. با توجه به پایین بودن تراوایی نمونه ۱۱۵ نسبت به نمونه ۱۲۶، می‌توان گفت این اختلاف به دلیل تغییر اندازه حفرات و یا نقاط عبوری و گلوگاه‌های حفرات است. لذا این تغییر عملکرد کاملاً منطقی می‌باشد. در شکل‌های ۹ تا ۱۱ تصویر نمونه‌ها پیش و پس از انجام عملیات تزریق رسم شده که رسوب نمک در آن‌ها قابل مشاهده است. در شکل ۹ نمونه ۱۲۶ پیش از تزریق (سمت راست) و پس از تزریق (سمت چپ) نشان داده شده است. کریستال‌های نمک بر روی سطح سنگ مشاهده می‌شود. در شکل ۱۱ نیز کریستال‌های نمک بر روی سنگ نمونه ۱۱۵ پس از تزریق کاملاً قابل مشاهده



شکل ۹- مقایسه عینی نمای مقطع نمونه ۱۲۶ پیش و پس از تزریق گاز



شکل ۱۰- مقایسه عینی نمای جانبی نمونه ۱۲۶ پیش و پس از تزریق



شکل ۱۱- مقایسه عینی نمونه ۱۱۵ پیش و پس از تزریق گاز

نتیجه‌گیری

به دلیل پیچیدگی عوامل مؤثر در تغییرات تراوایی، تاکنون رابطه دقیق و یکپارچه‌ای برای پیش‌بینی تراوایی مؤثر ارایه نشده است. همچنان که نتایج آزمایشات نشان داد میزان اثرپذیری کاهش اشباعیت آب و تشکیل رسوب نمک با توجه به محیط متخلخل و سیالات مورد نظر آن متفاوت است. باید به این نکته توجه داشت که در صورت کاهش اشباعیت آب و خشک شدن قسمت‌هایی همچون اطراف

همچنان که مشخص گردید، با استناد به تفاوت ساختاری سنگ‌ها از نقطه نظر تزریق‌پذیری و نفوذپذیری، عدم کاهش نفوذپذیری نشان‌دهنده عدم رسوب‌گذاری نیست، بلکه در صورت توانایی گاز در جذب آب، همیشه این پدیده اتفاق می‌افتد. اما به دلیل ساختار سنگ و حفرات سنگ، ممکن است محسوس نبوده و یا شرایط بسیار نامطلوبی در عملیات ایجاد نماید. البته شدت رسوب‌گذاری نیز باید مورد توجه قرار گیرد.

به صورت ذیل عنوان داشت:

- هر جا گاز در حضور آب همزاد تزریق گردد، آب توسط گاز تبخیر شده و نمک حاصل از این تبخیر باعث آسیب دیدگی سازند اطراف چاه های تزریقی و یا تولیدی می گردد.

- در فرآیند تبخیر آب در محیط متخلخل دو عامل با یکدیگر در تقابلند، عامل کاهنده تراوایی که همان رسوب نمک است و عامل افزایش تراوایی مؤثر گاز که همان کاهش اشباع آب است. برآیند این دو عامل باعث تغییر تزریق پذیری می گردد.

- میزان اثرپذیری عامل کاهنده تراوایی و عامل افزایش تراوایی مؤثر گاز، متأثر از ساختار محیط متخلخل و سیالات مورد نظر می باشد. در نتیجه انجام آزمایشات تبخیر برای سیستم مورد نظر، ضروری است. در خصوص مخزن مورد نظر نتایج نشان داد که سنگ با تراوایی بالا افزایش تزریق پذیری در سنگ با تراوایی پایین کاهش تزریق پذیری روی می دهد.

- در صورت انجام عملیات تزریق در میدان، پیشنهاد می شود چاه های تزریق در نواحی با تراوایی بالا انتخاب گردد. همچنین در صورت فعال بودن مکانیسم آشام و یا فعال بودن آبدۀ مخزن، موقعیت تزریق به دور از منطقه تماس آب و گاز ترجیحاً بالای مخزن انتخاب شود.

چاه های تزریق در صورت داشتن مکانیسم آشام در مخزن، حرکت آب به این قسمت ها شکل خواهد گرفت و با تماس مجدد، باعث ایجاد رسوب نمک خواهد شد لذا احتمال اینکه آسیب دیدگی و کاهش چند برابری در این نقاط مشاهده شود وجود خواهد داشت.

در صورت مدل سازی این پدیده نیز باید به این نکته توجه داشت که ماکزیمم رسوب در نقاط نزدیک تر به تزریق و یا در نقاط نزدیک به چاه تولیدی اتفاق می افتد. این موضوع به علت تغییرات سرعت گاز و میزان رطوبت نهفته در گاز به همراه آب توسط گاز می باشد. لذا با دور شدن از این مناطق پارامترهای بیان شده تغییر نموده و باعث کاهش شدت تشکیل رسوب می گردد.

با توجه به اثر بالای شوری آب مخزن در شدت رسوب گذاری یکی از مسائلی که می تواند مورد توجه قرار گیرد، اثرات غلظت نمک در شدت رسوب گذاری می باشد. هر چند که می توان پیش بینی نمود بالا بودن غلظت نمک می تواند در افزایش شدت رسوب گذاری مؤثر باشد، اما باید اشباعیت نمک را با ترکیبات مختلفی از یونها در نظر گرفت که می توان با انجام تست های مختلف محدوده رسوب گذاری و همچنین اثرات غلظت در شرایط اشباعیت های متفاوت را مورد بررسی قرار داد.

بنابراین به طور خلاصه نتایج حاصل از تحقیق را می توان

مراجع

- [1]. Van Dorp Q. T., Slijkhuys M., and Zitha P. L. J., "Salt precipitation in gas reservoirs", originally prepared for the 2009 SPE Formation Damage Conference, Scheveningen, The Netherlands, pp. 27-29, May, 2009.
- [2]. Zuluaga E., *Geochemical effects in two-phase flow*, PhD Dissertation, University of Texas at Austin, USA, 2005.
- [3]. Zuluaga E., and Monsalve J. C., "Water vaporization in gas reservoirs", Paper SPE 84829 presented at the SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Joint Meeting held in Pittsburgh, Pennsylvania, September, pp. 6-10, 2003.
- [4]. Dodson C., and Standing M., *Pressure-volume-temperature and solubility relationships for natural gas-water mixtures*, Drilling and Production Practice, American Petroleum Institute, 1944.
- [5]. Bennion D. B., Thomas F. B., Ma T. and Imer D., "Detailed Protocol for the Screening and Selection of Gas Storage Reservoirs", Paper SPE 59738 presented at the 2000 SPE/CERI Gas Technology Symposium held in

Calgary, Alberta Canada, April 3-5, 2000.

- [6]. Bette S., and Heinemann R. F., "*Compositional modeling of high temperature gas-condensate reservoirs with water vaporization*", Paper SPE 18422 presented at the SPE Symposium on Reservoir Simulation held in Houston, TX, February 6-8, 1989.
- [7]. Kleinitz W., Koehler M. and Dietzsch G., "*The precipitation of salt in gas producing wells*", Paper SPE 68953 presented at the SPE European Formation Damage Conference held in The Hague, The Netherlands, May 21-22, 2001.
- [8]. Kleinitz W. and Tölcke W., "*Bildungsbedingungen von Ablagerungen in Gasbohrungen und deren Beseitigung*", Erdöl-Erdgas-Zeitschr., 98, Jg., 1982.
- [9]. Place M. C. and Smith J. T., "*An unusual case of salt plugging in a high pressure sour gas well*", Paper SPE 13246 presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, TX, September pp. 16-19, 1984.
- [10]. Zuluaga E., Muñoz N. I. and Obando G. A., "*An experimental study to evaluate water evaporation and formation damage caused by dry gas flow in porous media*", Paper 68335 presented at the third International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, Scotland, January, pp. 30-31, 2001.
- [11]. Wang Y., Mackie E., Rohan J., Luce T., Knabe R., and Appel M., "*Experimental study on halite precipitation during CO₂ sequestration*", prepared for presentation at the International Symposium of the Society of Core Analysts held in Noordwijk, The Netherlands, pp. 27-30, September, 2003.
- [12]. Bacci G., Korre A. and Durucan S., "*An experimental and numerical investigation into the impact of dissolution/precipitation mechanisms on CO₂ injectivity in the wellbore and far field regions*", International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 5, Issue 3, pp. 579-588, May 2011.
- [13]. Bennion D. B., Thomas F. B., Schulmeister B. E. and Rushing J., "*Laboratory and field validation of the mechanism of establishment of very low initial water saturations in ultra-low permeability porous media*", Paper 2002-063 presented at the Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference, June, pp. 11-13, Canada, 2002.
- [14]. Newsham K. E. and Rushing J. A., "*Laboratory and field evaluation of an apparent sub capillary-equilibrium water saturation distribution in a tight gas sand reservoir*", Paper SPE 75710 presented at the SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Canada, April 30-May 2, 2002.
- [15]. *Engineering data book*, FPS VERSION Volumes I & II Sections 1-26, Published as a service to the gas processing and related process industries by the Gas Processors Suppliers Association, 2004.