

مطالعه تاثیر مدت زمان تزریق اولیه، پدیده انتشار و نفوذ مولکولی بر اختلاط گاز پایه و عملیاتی در فرآیند ذخیره‌سازی گاز طبیعی در یک مخزن نیتروژنی

نگار انصاری^۱، مسعود ریاضی^{۱*} و سید شهاب‌الدین آیت‌اللهی^۲

۱- دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، مرکز تحقیقاتی ازدیاد برداشت از مخازن نفتی، دانشگاه شیراز، ایران

۲- دانشکده مهندسی شیمی و نفت، دانشگاه صنعتی شریف، تهران، ایران

تاریخ دریافت: ۹۵/۲/۱۴ تاریخ پذیرش: ۹۵/۱۱/۳۰

چکیده

با توجه به روند رو به افزایش مصرف گاز طبیعی در جهان، ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز به‌عنوان روشی جهت برطرف کردن مشکل عدم تعادل عرضه و تقاضای گاز به خصوص در فصول سرد سال امری اجتناب ناپذیر به نظر می‌رسد. در مخازنی که جهت ذخیره‌سازی گاز استفاده می‌شوند، تهیه و تزریق گاز پایه بیشترین هزینه عملیات ذخیره‌سازی را در بر می‌گیرد. حضور گاز پایه جهت حفظ فشار مخزن در طول سیکل تولید و همچنین تضمین دبی تحویل‌پذیری مناسب، ضروری می‌باشد. از آنجا که ارزیابی اقتصادی پروژه‌های ذخیره‌سازی از اهمیت به‌سزایی برخوردار است، اخیراً استفاده از مخازن گازی کم کیفیت از جمله مخازن نیتروژنی جهت پروژه‌های ذخیره‌سازی گاز طبیعی مورد توجه قرار گرفته است. بدین ترتیب، گاز در جای کم کیفیت مخزن به‌عنوان گاز پایه مورد استفاده قرار می‌گیرد و این امر نه تنها منجر به تأمین دبی تولید بیشتر از مخزن در طول سیکل‌های تولید می‌گردد، بلکه هزینه تهیه و تزریق گاز پایه را نیز تا حد قابل ملاحظه‌ای کاهش می‌دهد. با این حال، مسئله اختلاط گاز کم کیفیت مخزن و گاز طبیعی تزریقی وجود دارد که این پدیده در صورت انتخاب استراتژی مناسب تولید می‌تواند به‌خوبی کنترل گردد. در این مطالعه، یک مخزن متروکه گازی که قسمت عمده ترکیب آن را نیتروژن تشکیل می‌دهد (۸۵ درصد مولی نیتروژن) جهت اجرای عملیات ذخیره‌سازی گاز طبیعی مورد مطالعه قرار می‌گیرد و تاثیر مدت زمان تزریق اولیه و به تبع آن حجم گاز طبیعی تزریقی اطراف چاه و همچنین عوامل تأثیرگذار بر میزان اختلاط در مقیاس مولکولی (پدیده انتشار و نفوذ مولکولی) بر روی کیفیت گاز تولیدی بررسی می‌گردد.

کلمات کلیدی: ذخیره‌سازی گاز طبیعی، اختلاط گاز، نفوذ مولکولی، پدیده انتشار، گاز پایه.

مقدمه

مختلف به‌عنوان روشی برای کنترل نوسانات بازار مصرف به‌خصوص در فصل سرد در مناطق پر جمعیت در نظر گرفته می‌شود.

امروزه ذخیره‌سازی زیرزمینی گاز در ساختارهای

۲۰٪ از گاز پایه با گاز نیتروژن جایگزین شده است. یک مدل زمین‌شناسی دقیق ناهمگن دوفازی سه بعدی جهت در نظر گرفتن همه خصوصیات فیزیکی مخزن ساخته شد. کل تاریخچه مخزن در نظر گرفته شد و شبیه‌سازی رفتار مخزن تا سال ۲۰۱۵ انجام گرفت تا اثر پدیده اختلاط در دراز مدت پیش بینی شود. نتایج شبیه‌سازی نشان داد که در دراز مدت کیفیت گاز تولیدی چندان تحت تأثیر قرار نمی‌گیرد و بیشینه غلظت نیتروژن در سیکل تولیدی ۱٪ می‌باشد [۱۸-۲۱].

دومین پروژه در زمینه استفاده از گاز نیتروژن به‌عنوان گاز پایه در آمریکا در سال ۱۹۸۶ روی یک مخزن گازی تخلیه شده در میدانی به نام هانسون^۷ صورت گرفت. مدل مخزن شبیه‌سازی شد و برای چندین سیکل تولیدی میزان نیتروژن موجود اندازه‌گیری شد. نتایج نشان داد که میزان نیتروژن تولیدی قابل توجه نمی‌باشد [۲۲]. در سال ۲۰۰۸ در لهستان، یک مخزن گازی کم کیفیت به نام ویرزکوایس^۸ که حاوی ۳۰٪ نیتروژن بود جهت ذخیره‌سازی گاز طبیعی مورد استفاده قرار گرفت. مخزن فوق یک مخزن گازی تخلیه شده است. آنالیز گاز در طول مدت استخراج نشان داد که نیتروژن به‌طور ثابت ۳۰٪ حجمی از گاز مخزن را تشکیل می‌دهد. تزریق گاز در سال ۱۹۹۵ آغاز شد. در این زمان مقدار حجم گاز عملیاتی موجود در میدان ۰/۵۷۵ بیلیون متر مکعب بوده است. فاز اول پروژه در پایان سال ۲۰۱۲ به پایان رسید و حجم گاز عملیاتی به ۱/۲ بیلیون متر مکعب افزایش یافت. تأثیرات پدیده اختلاط روی کیفیت گاز تولیدی در طول چندین سیکل متوالی بررسی گردید تا عملیات ذخیره‌سازی بهینه شود [۲۳ و ۲۴].

در این فرآیند، گاز طبیعی در فصول گرم سال در مخازن زیرزمینی ذخیره می‌گردد تا بتواند کمبود گاز در فصول سرد سال و در مناطق محروم را جبران نماید [۱-۵]. سه روش عمده ذخیره‌سازی گاز عبارتند از ذخیره‌سازی گاز در مخازن گازی یا نفتی تخلیه شده^۱، مخازن آبدی^۲، و گنبدیهای نمکی^۳. در این میان استفاده از مخازن گازی و نفتی تخلیه شده به‌عنوان معمول‌ترین روش ذخیره‌سازی معرفی شده است [۶-۸]. توسعه یک مخزن ذخیره‌سازی گاز طبیعی بسیار هزینه بر است؛ بیشترین هزینه در طول عملیات ذخیره‌سازی مربوط به تهیه و تزریق گاز پایه^۴ می‌باشد [۸-۱۰]. گاز پایه رکن مهمی در عملیات ذخیره‌سازی محسوب می‌شود. این گاز همواره داخل مخزن باقی می‌ماند تا فشار مخزن را در طول سیکل تولید حفظ می‌کند و امکان تولید گاز با دبی تحویل‌پذیری مناسب^۵ در طول سیکل تولید^۶ فراهم گردد. گاز پایه می‌تواند بخشی از گاز خود مخزن باشد یا اینکه از خارج به داخل مخزن تزریق شود [۱۱-۱۳]. با توجه به اینکه بیشترین هزینه عملیات ذخیره‌سازی، مربوط به تهیه و تزریق گاز پایه می‌باشد، استفاده از یک گاز ارزان و بی اثر مثل نیتروژن به‌عنوان گاز پایه، می‌تواند هزینه عملیات ذخیره‌سازی را به‌طور چشمگیری کاهش دهد. از آنجا که یکی از پارامترهای موثر بر عملکرد ذخیره‌سازی گاز طبیعی، اختلاط گاز پایه و عملیاتی موجود در مخزن می‌باشد، گاز بی اثری که به‌عنوان گاز پایه استفاده می‌شود نباید کیفیت گاز تولیدی را کاهش دهد. بنابراین نکته کلیدی کنترل درجه اختلاط گاز طبیعی و گاز مخزن می‌باشد [۱۴-۱۷]. اولین مطالعه در زمینه استفاده از گاز بی اثر به‌عنوان گاز پایه در کشور فرانسه در سال ۱۹۷۸ روی یک مخزن آبدی صورت گرفت [۱۸]. مطالعات اولیه که در سال‌های ۱۹۷۸ و ۱۹۷۹ انجام شدند، نشان داد که قبل از تزریق گاز طبیعی به داخل مخزن امکان استفاده از گاز نیتروژن به‌عنوان بخشی از گاز پایه وجود دارد. در این مخزن آبدی،

1. Depleted Oil/ Gas Reservoirs
2. Aquifers
3. Salt Domes
4. Base Gas, Cushion Gas
5. Adequate Deliverability
6. Withdrawal Season
7. Hanson Storage Field
8. Wierchowice

خواص جریان سیال (مانند تراوایی نسبی، اشباع آب، فشار موینه) نیز وارد نرم‌افزار می‌گردد. مدل مخزن به صورت همگن در نظر گرفته شده است و تخلخل و تراوایی متوسط مخزن به ترتیب ۰.۲ و ۰.۵ md می‌باشد. سازندهای مورد مطالعه، کنگان و دالان (گروه دهرم) می‌باشند که از عمق ۱۶۷۳۰ تا ۱۸۰۹۴ ft را در بر می‌گیرد. مدل پی‌وی‌تی سیال مخزن با استفاده از پکیج^۶ PVTi نرم‌افزار Eclipse [۲۶] شبیه‌سازی می‌گردد. کلیه مطالعات بر روی یک مدل تک چاهی انجام می‌شود که طور متناوب برای تزریق و تولید مورد استفاده قرار می‌گیرد و کیفیت گاز تولیدی در سیکل‌های تولیدی بررسی می‌گردد. جهت بالا رفتن دقت نتایج بلاک‌های اطراف چاه تا حد امکان کوچک شده‌اند (LGR)^۷. شکل ۱ مدل استاتیک مخزن از مقطع بالا را نشان می‌دهد. جدول ۱ خصوصیات مخزنی استفاده شده در مدل شبیه‌ساز را نشان می‌دهد.

ساخت مدل پی‌وی‌تی^۸

با توجه به متفاوت بودن ترکیب گاز تزریقی و گاز در جای مخزن، شبیه‌سازی فرآیند ذخیره‌سازی گاز در گروه دهرم می‌بایست با مدل ترکیبی^۹ صورت پذیرد؛ بنابراین ارائه یک معادله حالت برای پیش‌بینی رفتار سیال مخزن و سیال تزریقی ضروری می‌باشد. جدول ۲، ترکیب گاز در جای مخزن و گاز تزریقی را نشان می‌دهند. دانسیته گاز تزریقی ۱۱/۵۲ pcf^{۱۰} و دانسیته گاز مخزن ۱۴/۷ pcf محاسبه شده و معادله حالت پنگ رابینسون سه پارامتری^{۱۱} [۲۷] برای پیش‌بینی رفتار گاز مخزن و گاز تزریقی در نظر گرفته شده است.

در سال ۲۰۱۰ مطالعه‌ای در زمینه جایگزین کردن بخشی از گاز پایه با نیتروژن روی یکی از مخازن گازی ترکیه انجام شد و مشکل اختلاط گاز نیتروژن و گاز عملیاتی مورد مطالعه قرار گرفت. بررسی پدیده اختلاط با استفاده از مدل عددی شبیه‌ساز مخزن^۱ و مدل انتقالی^۲، انجام گرفت. مدل انتقالی جهت محاسبه تغییرات غلظت نیتروژن در اطراف چاه که در اثر پدیده‌های انتقال از جمله جابه‌جایی^۳، انتشار^۴ و اختلاط سیالات^۵ در مخزن روی می‌دهد، به کار گرفته شد. نتایج شبیه‌سازی نشان داد که حتی اگر تزریق نیتروژن تا یک سال ادامه پیدا کند، غلظت نیتروژن تنها به ۲۵٪ از این فاصله می‌رسد و اگر تزریق نیتروژن به مدت هفت سال صورت گیرد تنها ۳۵٪ این فاصله را در بر می‌گیرد. پس از اتمام عملیات ذخیره‌سازی گاز طبیعی، سیکل تولید گاز طبیعی آغاز می‌شود. نتایج نشان داد که نیتروژن، کیفیت گاز تولیدی را تحت تأثیر قرار نمی‌دهد. از طرفی به علت بالا بودن فشار تزریق در ناحیه مرکزی مخزن و طولانی‌تر بودن سیکل تزریقی نسبت به سیکل تولیدی، نیتروژن نمی‌تواند خود را به نواحی اطراف چاه‌های تولید گاز طبیعی برساند [۲۵]. در این مطالعه، امکان‌سنجی استفاده از یک مخزن گازی نیتروژنی در ایران جهت ذخیره‌سازی گاز طبیعی مورد بررسی قرار می‌گیرد. گاز نیتروژن مخزن به‌عنوان گاز پایه مورد استفاده قرار می‌گیرد، و پدیده پدیده اختلاط گاز طبیعی و گاز کم کیفیت مخزن مطالعه می‌گردد. در ادامه، میزان اختلاط گاز تزریقی و تولیدی در مقیاس مولکولی نیز بررسی می‌گردد.

مدل‌سازی مخزن، سیال عملیاتی و سیال

تزریقی

مدل استاتیک مخزن

در این مطالعه برای ساختن مدل استاتیک از نرم‌افزار Petrel استفاده شده است. خصوصیات پتروفیزیکی سنگ مخزن (مانند تخلخل، تراوایی) و

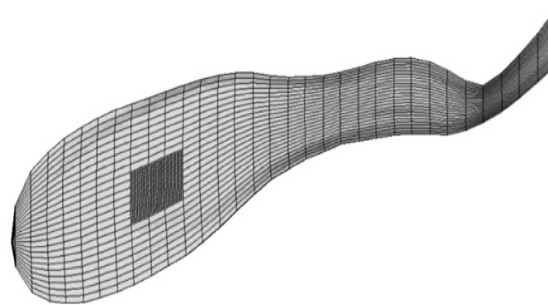
1. Numerical Gas Reservoir Simulator
2. Transport Model
3. Convective
4. Dispersion
5. Mixing
6. Pressure, Volume, Temperature
7. LGR; Local Grid Refinement
8. PVT; (Pressure, Volume, Temperature)
9. Compositional, (E-300)
10. lbm/ft³
11. Peng- Rabinson-3 Parameters

تاثیر مدت زمان تزریق اولیه بر اختلاط گاز پایه و گاز عملیاتی

از آنجا که بخش عمده گاز در جای مخزن را نیتروژن تشکیل می‌دهد، بهتر است عملیات ذخیره‌سازی با چند سال تزریق اولیه آغاز شود تا ناحیه‌ای از گاز پر کیفیت در اطراف چاه ایجاد گردد. کلیه مطالعات بر روی یک چاه انجام شده که به‌طور متناوب برای تولید و تزریق مورد استفاده قرار می‌گیرد.

مدت زمان تزریق اولیه^۲

با افزایش مدت زمان تزریق اولیه، مقدار کل حجم تزریقی^۳ افزایش می‌یابد. با افزایش حجم تزریقی، ناحیه دربرگیرنده گاز پر کیفیت (گاز طبیعی) در اطراف مخزن وسیع تر شده و در نتیجه در طول سیکل تولیدی، همین گاز به بهره‌برداری می‌رسد و منجر به بهبود کیفیت گاز تولیدی^۴ در سیکل‌های تولیدی می‌گردد. در این بخش، با اجرای چندین سناریو، تاثیر افزایش و کاهش زمان تزریق اولیه بر روی کیفیت گاز تولیدی بررسی شده است و درصد نیتروژن و متان موجود در گاز تولیدی در حین سیکل شش ماهه تولید (در پایان ماه ششم اولین سیکل تولید) برآورد شده است. مقدار حداکثر دبی تزریقی و تولید برای هر سناریو نیز با توجه به فشار شکست پوش سنگ^۵ (۸۵۰۰ psi) و فشار جریانیه ته چاه^۶ (۲۰۰۰ psi) تعیین می‌گردد. نتایج مربوط به این شبیه‌سازی در جدول ۳ ارائه شده است. نتایج با این فرض است که ۶۵۸ ft از طول چاه مشبک کاری^۷ شده است. نتایج نشان می‌دهد با افزایش مدت زمان اولیه تزریق، کیفیت گاز تولیدی بهبود می‌یابد.



شکل ۱ مدل استاتیک مخزن از نمای بالا.

جدول ۱ خصوصیات مخزنی استفاده شده در مدل شبیه‌ساز.

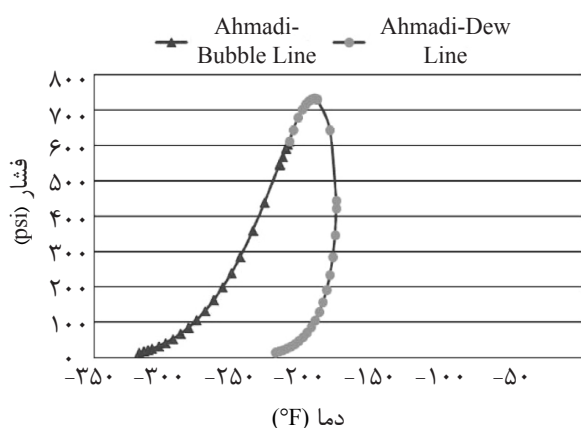
کارترین	هندسه مدل
۱۷۰×۱۱۴۶×۴۱۰۰	ابعاد گرید (ft)
۴۴۶×۳۷۷×۲۰۰	ابعاد LGR
۷	تعداد لایه‌ها در جهت Z در مدل استاتیک
۴۹۸۰	فشار اولیه مخزن (psi)
۲۶۳	دمای متوسط مخزن (°F)
۱۷۵۰۰	عمق متوسط مخزن (ft)
۱۳۶۴	ضخامت متوسط مخزن (ft)
۲	تخلخل متوسط (/.)
۰/۰۵	تراوایی متوسط (md)

جدول ۲ ترکیب اجزای گاز در جای مخزن و گاز تزریقی

اجزاء	گاز در جای مخزن (/.)	گاز تزریقی (/.)
CO ₂	۱	۰/۰۹
N ₂	۸۵/۴	۳/۶
C ₁	۱۳/۶	۸۷
C ₂	۰	۵/۶
C ₃	۰	۰/۰۲
iC ₄	۰	۰/۴
C ₄	۰	۰/۵
C ₅₊	۰	Trace

دمای مخزن ۲۶۳ °F و فشار مخزن نیز در عمق مبنای ۱۶۷۲۶ ft حدود ۴۷۰۰ psi گزارش شده است، بنابراین گاز مخزن در حالت فوق بحرانی^۱ است. شکل ۲ نمودار فازی سیال مخزن را نشان می‌دهد.

1. Supercritical
2. Initial Injection Period
3. Total Injection Volume
4. Gas Withdrawal
5. Caprock Breaking Pressure
6. Well Bottom Hole Pressure
7. Perforated



شکل ۲ نمودار فازی سیال مخزن.

جدول ۳ تاثیر مدت زمان تزریق اولیه روی بیشینه دبی تزریق و تولید، میزان کل حجم تزریقی، و غلظت نیتروژن موجود در گاز تولیدی

مدت زمان تزریق اولیه	دبی بهینه تزریق (MMSCFD)	دبی بهینه تولید (MMSCFD)	کل حجم تزریقی (MMSCF)	غلظت نیتروژن در پایان ماه ششم (سیکل تولید (%))
شش ماه	۸/۴	۴/۴	۱۵۱۲	۳/۵۳
یک سال	۸/۲	۴/۹	۲۹۹۳	۶/۳۴
دو سال	۸	۵/۳	۵۸۴۰	۵/۱۷
سه سال	۷/۸۵	۵/۵	۸۵۹۵/۷۵	۷/۱۰
چهار سال	۷/۷۸	۵/۷	۱۱۳۵۸/۸	۵/۷
پنج سال	۷/۷	۵/۸	۱۴۰۵۲/۵	۵/۸

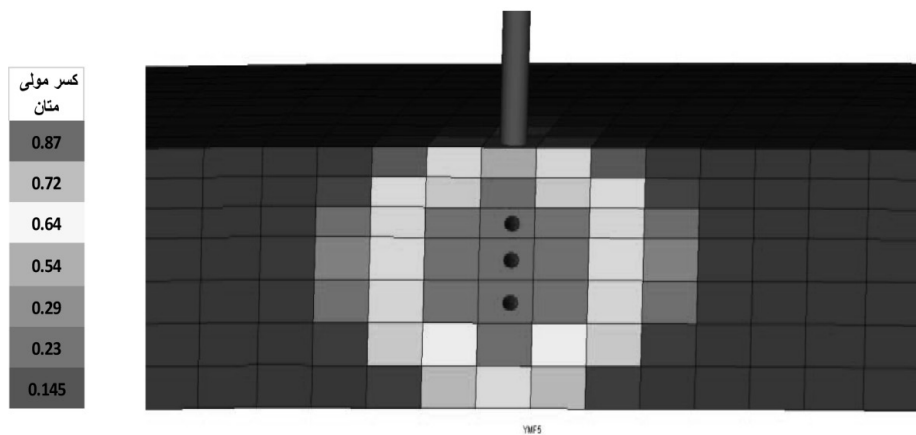
موثر اجزا در محیط متخلخل کمتر از محیط غیر متخلخل است. از آنجا که فرآیند نفوذ به کندی صورت می‌گیرد، هرچه زمان بیشتری بگذرد میزان نفوذ مولکولی نیز بیشتر می‌شود [۲۸]. انتشار^۲ به مجموع اثرات تفکیک ثقلی و جابه‌جایی (که هر دو به حرکت سیال در محیط متخلخل مربوط می‌شوند) اطلاق می‌گردد. تفکیک ثقلی^۳ به علت وجود اختلاف دانسیته بین مواد روی می‌دهد. اجزای سبک‌تر به سمت بالا و اجزای سنگین‌تر به سمت پایین جابه‌جا می‌شوند. تفکیک ثقلی در واقع حرکت اجزا در راستای عمودی را شامل می‌شود [۲۹].

از طرفی، نتایج آنالیز ارزش حرارتی گاز براساس درصد نیتروژن موجود در آن نشان داد برای اینکه گاز تولیدی ارزش حرارتی قبل قبولی داشته باشد، بهتر است درصد مولی نیتروژن موجود در آن از ۱۰٪ تجاوز نکند. در نتیجه، حداقل مدت زمان تزریق اولیه جهت رسیدن به کیفیت قابل قبول گاز در سیکل تولید (حداکثر ۱۰٪ نیتروژن)، ۳ سال می‌باشد. در شکل ۳ توزیع غلظت متان در اطراف چاه، در پایان ۳ سال تزریق نشان داده شده است.

میزان اختلاط در مقیاس مولکولی

نفوذ مولکولی^۱ پدیده‌ای است که در اثر وجود گرادیان غلظت بین دو نقطه پدید می‌آید. ضرایب نفوذ مولکولی برای هر یک از اجزاء موجود در سیستم متفاوت بوده و به دما، فشار و ترکیب سیالات موجود در سیستم بستگی دارد. ضریب نفوذ

1. Molecular Diffusion
2. Dispersion
3. Gravity Drainage



شکل ۳ توزیع غلظت متان در اطراف چاه پس از سه سال تزریق اولیه

ضرایب نفوذ مولکولی اجزا در شرایط دما و فشار مخزن با روش سیگموند محاسبه شده و برای همه اجزا از درجه 10^{-9} (m²/s) می باشد [۲۸-۲۹]. نتایج این محاسبات در جدول ۴ ارائه شده است. حال با در نظر گرفتن پارامتر ضریب نفوذ، تأثیر ضریب نفوذ مولکولی روی میزان اختلاط گاز مخزن و گاز تزریقی طی چند سناریو بررسی می شود. سناریوهای مورد نظر به ترتیب زیر می باشند:

- سه سال تزریق + شش ماه تولید

- سه سال تزریق + پنج سال بست + شش ماه تولید

- سه سال تزریق + ده سال بست + شش ماه تولید

- سه سال تزریق + بیست سال بست + شش ماه تولید

از آنجا که نفوذ مولکولی فرآیندی است که به کندی صورت می گیرد [۳۴]، با طولانی تر کردن زمان بست چاه میزان اختلاط گاز نیتروژن و گاز تزریقی ارزیابی می شود. کیفیت گاز تولیدی و میزان نیتروژن موجود در آن در پایان ماه ششم سیکل تولید برای سناریوهای فوق با در نظر گرفتن ضریب نفوذ و بدون آن در جدول ۵ محاسبه شده است.

جابه جایی^۱، فرآیندی است که منجر به تغییر ترکیب^۲ در راستای افقی می شود. جابه جایی به خاطر تغییرات سرعت سیال در محیط متخلخل صورت می گیرد و به سرعت حرکت اجزا بستگی دارد؛ در سرعت های بالا (عددهای پکلت بالا) مکانیزم جابه جایی بر مکانیزم نفوذ مولکولی غالب می شود. بنابراین تغییرات ترکیب سیال در مقیاس مولکولی ناشی از دو عامل است: نفوذ (به دلیل گرادیان غلظت) و انتشار (به دلیل گرادیان سرعت) [۲۹]. در جریان متلاطم^۳، هم سرعت و هم غلظت در حال نوسان هستند. اختلاطی که در جریان ناآرام صورت می گیرد بیشتر از مکانیزم انتشار ناشی می شود؛ یعنی در جریان ناآرام مکانیزم انتشار بر مکانیزم نفوذ غلبه دارد اما در جریان آرام^۴ عکس این موضوع صادق است؛ یعنی در جریان آرام مکانیزم نفوذ بر مکانیزم انتشار غلبه دارد. در رابط مولکولی و ترم E معرف ضریب انتشار می باشد.

مدل سازی فرآیند نفوذ مولکولی در مخزن

ضریب نفوذ مولکولی هر یک از اجزا درون مخلوط گاز مخزن و گاز تزریقی با استفاده از روش سیگموند محاسبه شده است [۳۰-۳۲]. ضریب نفوذ مولکولی موثر به عنوان ضریب نفوذ در شرایط متخلخل مخزن تعریف می شود که با در نظر گرفتن تخلخل و ضریب سیمان شدگی اصلاح می گردد [۳۳-۳۶]. بدین ترتیب با استفاده از روابط موجود، مقادیر

1. Convection
2. Composition Variation (Compositional Grading)
3. Turbulent
4. Laminar

جدول ۴ مقادیر ضریب نفوذ هر یک از اجزا در مخلوط گاز مخزن و گاز تزریقی.

اجزا	ضریب نفوذ مؤثر (m ² /s)
CO ₂	۳/۸۱×۱۰ ^{-۹}
N ₂	۵/۳۱×۱۰ ^{-۹}
C ₁	۴/۸۹×۱۰ ^{-۹}
C ₂	۳/۵۹×۱۰ ^{-۹}
C ₃	۲/۸۳×۱۰ ^{-۹}
iC ₄	۲/۴۴×۱۰ ^{-۹}
C ₄	۲/۴۱×۱۰ ^{-۹}
iC ₅	۲/۱۲×۱۰ ^{-۹}
C ₅	۲/۰۹×۱۰ ^{-۹}
C ₆	۱/۸۱×۱۰ ^{-۹}
C ₇	۱/۶۹×۱۰ ^{-۹}
C ₈	۱/۶۴×۱۰ ^{-۹}
C ₉	۱/۴۹×۱۰ ^{-۹}
C ₁₀	۱/۳۸×۱۰ ^{-۹}
C ₁₁	۱/۲۸×۱۰ ^{-۹}

جدول ۵ ارزیابی میزان تأثیر ضریب نفوذ روی کسر مولی نیتروژن تولیدی با افزایش مدت زمان بست

درصد مولی نیتروژن در پایان سیکل تولید (%)		
با ضریب نفوذ	بدون ضریب نفوذ	
۸/۷	۸/۶	سه سال تزریق + شش ماه تولید
۱۰/۲	۱۰/۲	سه سال تزریق + پنج سال بست + شش ماه تولید
۱۰/۶	۱۰/۶	سه سال تزریق + ده سال بست + شش ماه تولید
۱۱/۳	۱۱/۲	سه سال تزریق + بیست سال بست + شش ماه تولید

ضریب نفوذ در شرایط مخزن دانست. همچنین با توجه به اینکه ماهیت جریان از نوع نا آرام بوده و سرعت حرکت گاز زیاد است، اثرات مکانیزم جابه‌جایی بر اثرات مکانیزم نفوذ مولکولی غالب است [۳۴].

نتایج مؤید این مطلب است که اثر نفوذ مولکولی روی کیفیت گاز تولیدی بسیار ناچیز بوده و قابل صرفه نظر کردن می‌باشد.

نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که گرچه افزایش مدت زمان بست چاه باعث افزایش میزان اختلاط نیتروژن و گاز طبیعی می‌گردد، مقایسه نتایج بدون در نظر گرفتن نفوذ مولکولی نیز همین میزان افزایش نیتروژن را نشان می‌دهد. بنابراین، در نظر گرفتن ضریب نفوذ تأثیر بسیار ناچیزی روی کیفیت گاز تولیدی می‌گذارد؛ به گونه‌ای که می‌توان از اثرات نفوذ مولکولی بر میزان اختلاط صرفه نظر کرد دلیل این امر را می‌توان پایین بودن مقادیر

و گاز تزریقی ناشی از سه عامل است: پدیده نفوذ مولکولی، مکانیزم تفکیک ثقلی، و مکانیزم جابه‌جایی. با توجه به پایین بودن مقدار پارامتر ضریب نفوذ در شرایط مخزن، اثر پدیده نفوذ مولکولی روی میزان اختلاط گاز مخزن و گاز تزریقی بسیار ناچیز بوده و قابل صرفه نظر کردن می‌باشد. از آنجا که جریان از نوع ناآرام است، مکانیزم انتشار بر مکانیزم نفوذ مولکولی غالب است. انتشار مجموع اثرات جابجایی و تفکیک ثقلی را شامل می‌شود. جابه‌جایی به سرعت حرکت سیال بستگی دارد، در حالی که مکانیزم تفکیک ثقلی به علت وجود اختلاف دانسیته بین گاز مخزن و گاز تزریقی صورت می‌گیرد. با توجه به نزدیک بودن مقادیر دانسیته گاز مخزن و گاز تزریقی به یکدیگر، مکانیزم تفکیک ثقلی اثر چندانی روی میزان اختلاط نخواهد داشت. لکن تغییرات دبی تزریق و تولید در طول فرآیند ذخیره‌سازی غیر قابل اجتناب است. بنابراین، مکانیزم جابه‌جایی که به سرعت حرکت سیال بستگی دارد بر سایر مکانیزم‌ها غالب بوده و بیشترین تاثیر را روی میزان اختلاط گاز مخزن و گاز تزریقی خواهد داشت. لذا کیفیت گاز تولیدی و میزان نیتروژن موجود در آن تحت تاثیر مقادیر دبی تولید و تزریق در طول فرآیند ذخیره‌سازی خواهد بود.

پس می‌توان نتیجه گرفت که اختلاط نیتروژن و گاز تزریقی در مقیاس مولکولی تنها تحت تأثیر پدیده انتشار می‌باشد؛ که مجموع اثرات تفکیک ثقلی (حرکت در راستای عمودی) و جابه‌جایی (حرکت در راستای افقی) را شامل می‌شود. قبلاً اثبات شد که مکانیزم تفکیک ثقلی که در اثر اختلاف دانسیته بین مواد روی می‌دهد نیز اثر ناچیزی بر میزان اختلاط می‌گذارد و تقریباً قابل صرفه نظر کردن است. جابه‌جایی نیز به سرعت حرکت سیال در راستای افقی بستگی دارد. بنابراین تغییر غلظت اجزا در راستای افقی بیشتر از راستای عمودی تأثیرگذار است زیرا در مسیر تولید قرار دارد. هرآنچه روی سرعت حرکت گاز در راستای افقی اثر بگذارد منجر به تغییر کیفیت گاز تولیدی خواهد شد. بنابراین میزان دبی تولیدی اثر مستقیم روی میزان اختلاط خواهد گذاشت.

نتیجه‌گیری

نتایج این مطالعه نشان داد که با افزایش مدت زمان تزریق اولیه، حجم گاز طبیعی تزریقی اطراف چاه افزایش می‌یابد و این سبب بهبود کیفیت گاز تولیدی در طول سیکل تولید می‌شود. در مقیاس مولکولی، عوامل موثر بر میزان اختلاط گاز مخزن

مراجع

- [1]. Stopa J. and Rychlicki S., "Technical and economic performance of the underground gas storage in low quality," Gas Reservoirs," 2012.
- [2]. Wang X. and Gas X., "Advanced natural gas engineering," University of Houston, Copyright at 2009 Gulf Publishing Company.
- [3]. Katz D. L., Cornell D., Var J. H., Kobayashi R. and Elenbaas J. L., "Handbook of Natural Gas Engineering," 1st ed., McGraw Hill. 1959.
- [4]. Hopper J. M. and Foutch J. H. "The role of gas storage in the energy value Chain," Jefferies & Co. Presentation, 2007.
- [5]. Ozturk B., "Simulation of depleted gas reservoir for underground natural gas storage," M.Sc. Thesis, Middle East Technical University, 2004.

- [6]. Katz D. L. and Tek M. R., "Overview of underground storage of natural gas," SPE Paper 9390, Presented at SPE Annual Fall Technical Conference in Dallas, TX, 1980
- [7]. Azin R., Malakooti R., Helalizadeh A. and Zirrahi M., "Investigation of underground sour gas storage in a depleted gas reservoir," Oil & Gas Science and Technology, Vol. 69, No. 7, pp. 1227-1236, 2013.
- [8]. Tek M. R., "Underground storage of natural gas," Gulf publishing Company, 1987.
- [9]. Wallbrecht J., "Storage study 2003-2006, trends in the UGS business," Presented at 23rd World Gas Conference, 2006.
- [10]. Tek M. R., "Natural gas underground storage, inventory and deliverability," Pennwell Books, 1996.
- [11]. Foh S. E., Misra B. M., LaBaune F. and Molinard J. E., "Field Implementation plan for inert base gas use in underground storage fields in the united states," Final Report prepared for the Gas Research Institute under GRI Contract No. 5086-271-1364, GRI Report No. GRI-90/0080, December 1990.
- [12]. Lewin and Associates, Incorporated, "Economic feasibility of inert cushions in underground gas storage," Final Report prepared for the U.S. Department of Energy under DOE Contract No. DE-AC01-79-RA- 33068, September 1980.
- [13]. Huff R. V. and Walker C. J., "Feasibility of inert gas cushions in gas storage," U.S. Department of the Interior Bureau of Mines, No. RI6534, Washington DC, 1964.
- [14]. Laille J. P., Molinard J. E. and Wents A., "Inert gas injection as part of the cushion of the underground storage of saint-clairsur- epte," Paper No. SPE 17740 Presented at the Gas Technology Symposium, Dallas, June 1988.
- [15]. Berger L. C. and Arnoult J. P., "Production of inert gas for partial replacement of natural gas trapped in an underground aquifer storage reservoir," SPE 19089, Presented at the SPE Gas Technology Symp., Dallas, TX, June 7-9, 1989.
- [16]. Carriere J. F., Fasanino G. and Tek M. R., "Mixing in underground storage reservoirs," Paper No. SPE 14202 Presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of SPE of AIME, Las Vegas, September 22-25, 1985.
- [17]. Labaune F. and Knudsen J. E., "Inert gas in tonder aquifer storage: a complete preliminary computer study," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1987.
- [18]. De.Moegen H., H. H. Giouse, "Long-term study of cushion gas replacement by inert gas," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 1989.
- [19]. Laille J. P. and Coulomb C., "Underground storage in cerville-velaine, France: a case history in conversion and inert gas injection as cushion substitute," SPE 15588. Presented at SPE 61st Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, October 5-8, 1986.
- [20]. Laille J. P., Molinard J. E. and Wents A., "Inert gas injection as part of the underground storage of Saint-Clair-Sur-Epte, France," SPE 17740. Presented at SPE 64th Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, October 8-11, 1989.

- [21]. CIPC/SPE Gas Technology Symposium Conference, Calgary, Alberta, Canada, (<http://www.storengy.com/aboutstorengy/facilities/saint-illiers-la-ville.html>), 2008.
- [22]. Stephen E Foh. "The Use of Inert Gas as Cushion Gas in Underground Storage: Practical and Economical Issue," Presented at Gas Supply Planning and Management Conference, Chicago., 1991.
- [23]. Szott Wieslaw, "Simulation Studies of Gas-Gas Mixing Processes in Wierzchowice Underground Gas Storage Reservoir," Poland, 2012.
- [24]. Stopa, J., Rychlicki S. "Technical and Economic Performance of the Underground Gas Storage in Low Quality Gas Reservoirs," 2012.
- [25]. Kilincer Nilufer., Gumrah Fevzi., "A numerical simulation on mixing of inert cushion gas with working gas," in an Underground Gas Storage Reservoir, Vol. 22, 2000 - Issue 10, pp. 869-879, Oct. 2010.
- [26]. Schlumberger (2004) Eclipse Reference Manual.
- [27]. Peng D.Y., Robinson D.B. A new Two-Constant Equation of State, Ind. Eng. Chem. Fundam. Vol. 15, pp. 59-64, 1976.
- [28]. Cussler E.L. "Diffusion and mass transfer in fluid systems," 3th ed., Cambridge University, 2009.
- [29]. Zhangxing Chen. "Investigation of compositional grading in petroleum reservoirs," University of Calgary
- [30]. Fick, A., Phil. Mag. and Jour. Sci. "On Liquid Diffusion," Vol. 10, pp. 31-39, 1855.
- [31]. Sigmund, P. M. "Prediction of Molecular Diffusion at Reservoir Conditions: Part I," The Journal of Canadian Petroleum, pp. 48-57, 1976.
- [32]. M.R. Riazi, C.H Whitson. "Estimating diffusion coefficients of dense fluids," Ind. Eng. Chem. Res., Vol. 32, pp. 3081-3088, Department of Petroleum Engineering, Norwegian Institute of technology, University of Trondheim, N 7034 Trondheim, Norway, 1993.
- [33]. F. V da silva and P. Belery. Petrofina S.A. "Molecular Diffusion in Naturally Fractured Reservoirs: A Decisive Recovery Mechanism," SPE 1989.
- [34]. Cunningham R. E. and Williams R. J. J., "Diffusion in gases and porous media," Argentina, 1980.
- [35]. Kumar, A. and Kimbler, O. K., "The Effect of Mixing and Gravitation_ Segregation Between Natural Gas and Inert Cushion Gas on the Recovery of Gas from Horizontal Storage Aquifers," Paper No. SPE 3866 Presented at the Northern Plains Section Regional Meeting, Omaha, May 18-19, 1972.
- [36]. A.T. Grogan, V.W Pinczewski, "Diffusion of CO₂ at Reservoir Conditions: Models and Measurements," SPE Reservoir Engineering, 1988.