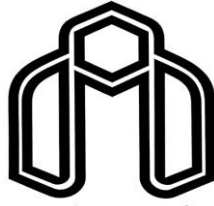


سید المرسلین



دانشگاه صنعتی شاهرود

دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

پایان نامه کارشناسی ارشد مهندسی نفت - حفاری

شبیه‌سازی و بررسی تأثیر نوع چاه، نرخ تولید، بازگردانی گاز تولیدی و تزریق گاز بر تولید
مخازن گاز میعانی

نگارنده: امیرحسین جزو خطیب زاده

استاد راهنما:

دکتر منصور ضیائی

استاد مشاور:

مهندس سعید سرو عزیزی

بهمن ۱۳۹۵



دانشکده: مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک

گروه: نفت

پایان نامه کارشناسی ارشد آقای / خانم امیرحسین جزو خطیب زاده به شماره دانشجویی: ۹۳۰۵۲۸۴

تحت عنوان:

شبیه سازی و بررسی تأثیر نوع چاه، نرخ تولید، بازگردانی گاز تولیدی و تزریق گاز بر تولید مخازن گاز

میعانی

در تاریخ ۱۳۹۵/۱۱/۱۳ توسط کمیته تخصصی زیر جهت اخذ مدرک کارشناسی ارشد

مورد ارزیابی و با درجه مورد پذیرش قرار گرفت.

اساتید راهنما	امضاء	اساتید مشاور	امضاء
نام و نام خانوادگی :		نام و نام خانوادگی :	
نام و نام خانوادگی :		نام و نام خانوادگی :	

اساتید داور	امضاء	نماینده تحصیلات تکمیلی	امضاء
نام و نام خانوادگی :		نام و نام خانوادگی :	
نام و نام خانوادگی :			
نام و نام خانوادگی :			
نام و نام خانوادگی :			

تقدیم به :

روح پاک پدرم که عالمانه به من آموخت تا چگونه در عرصه زندگی، ایستادگی را تجربه نمایم. و به مادرم، دریای بی
کران فداکاری و عشق که وجودم برایش همه رنج بود و وجودش برایم همه مهر.

تشکر و قدردانی از:

زحمات اساتید محترم و دانشجویان صمیمی و مهربان دانشگاه صنعتی شاهرود و به خصوص استاد ارجمند جناب

آقای دکتر منصور ضیائی که بارها همایانی‌های خود را هکشتای این جانب بوده‌اند.

تعهد نامه

اینجانب امیرحسین جزو خطیب زاده دانشجوی دوره کارشناسی ارشد رشته مهندسی نفت دانشکده مهندسی معدن، نفت و ژئوفیزیک دانشگاه صنعتی شاهرود نویسنده پایان نامه شبیه سازی و بررسی تأثیر نوع چاه، نرخ تولید، بازگردانی گاز تولیدی و تزریق گاز بر تولید مخازن گاز میعانی تحت راهنمایی دکتر منصور ضیائی متعهد می شوم.

- تحقیقات در این پایان نامه توسط اینجانب انجام شده است و از صحت و اصالت برخوردار است.
- در استفاده از نتایج پژوهش های محققان دیگر به مرجع مورد استفاده استناد شده است.
- مطالب مندرج در پایان نامه تاکنون توسط خود یا فرد دیگری برای دریافت هیچ نوع مدرک یا امتیازی در هیچ جا ارائه نشده است.
- کلیه حقوق معنوی این اثر متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد و مقالات مستخرج با نام « دانشگاه صنعتی شاهرود » و یا « Shahrood University of Technology » به چاپ خواهد رسید.
- حقوق معنوی تمام افرادی که در به دست آمدن نتایج اصلی پایان نامه تأثیرگذار بوده اند در مقالات مستخرج از پایان نامه رعایت می گردد.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که از موجود زنده (یا بافت های آن ها) استفاده شده است ضوابط و اصول اخلاقی رعایت شده است.
- در کلیه مراحل انجام این پایان نامه، در مواردی که به حوزه اطلاعات شخصی افراد دسترسی یافته یا استفاده شده است اصل رازداری ، ضوابط و اصول اخلاق انسانی رعایت شده است.

تاریخ

امضای دانشجو

مالکیت نتایج و حق نشر

- کلیه حقوق معنوی این اثر و محصولات آن (مقالات مستخرج، کتاب، برنامه های رایانه ای، نرم افزارها و تجهیزات ساخته شده است) متعلق به دانشگاه صنعتی شاهرود می باشد. این مطلب باید به نحو مقتضی در تولیدات علمی مربوطه ذکر شود.
- استفاده از اطلاعات و نتایج موجود در پایان نامه بدون ذکر مرجع مجاز نمی باشد.

* متن این صفحه نیز باید در ابتدای نسخه های تکثیر شده پایان نامه وجود داشته باشد.

چکیده

مطالعه‌ی مخازن گاز میعانی از موارد چالش‌برانگیز در رشته‌ی مهندسی نفت است. به‌طور معمول تولید از این مخازن بدون تثبیت فشار، باعث برداشت مقدار زیادی گاز همراه با مقدار نسبتاً کمی از میعانات می‌شود. با کاهش فشار مخزن و رسیدن آن به فشار نقطه‌ی شبنم تولید طبیعی از مخزن معمولاً به افزایش اشباع میعانات گازی در مخزن منجر می‌شود. این افزایش اشباع میعانات دو مشکل عمده به وجود می‌آورد؛ اول اینکه باعث می‌شود نفوذپذیری نسبی گاز کاهش یابد و میزان گاز تولیدی در سطح نیز کم شود؛ دوم اینکه این میعانات در مخزن گیر افتاده و دیگر به‌آسانی قابل برداشت نباشد و در بعضی موارد سبب می‌شود که کلاً قابل برداشت نباشد.

میدان پارس جنوبی یکی از بزرگ‌ترین میدان‌های گازی جهان است که با برداشتی که در چند سال اخیر از این میدان صورت گرفته است، فشار مخزن به نزدیک فشار نقطه شبنم رسیده و بررسی سناریوهای مختلف تثبیت فشار این میدان اهمیت به‌سزایی پیدا کرده است. با توجه به اینکه میدان پارس جنوبی با کشور قطر مشترک است، برای حفظ منافع ملی، استفاده از روش‌های تثبیت فشار از حساسیت‌های خاصی برخوردار است که نیازمند مطالعه‌ای جامع و دقیق است.

در این پایان‌نامه پس از مطالعه و شبیه‌سازی میدان گازی پارس جنوبی، به‌منظور انتخاب بهترین سناریوی ازدیاد برداشت که منجر به کمترین هدرروی میعانات در مخزن و افزایش ضریب بازیافت گردد، سناریوهای مختلف تولید و تزریق مورد بررسی قرار گرفته است. سه نوع گاز کربن‌دی‌اکسید، نیتروژن و گاز خروجی از تفکیک‌کننده برای تزریق استفاده شده است. نرم‌افزار شبیه‌ساز ترکیبی Eclipse ۳۰۰ جهت ساخت مدل و انجام شبیه‌سازی استفاده گردید. نتایج نشان داد که بازگردانی گاز خروجی از تفکیک‌کننده بهترین سناریو جهت رفع مشکل مورد نظر است. همچنین مشاهده گردید بهترین زمان انجام فرآیندهای ازدیاد برداشت، هم‌زمان با شروع تولید و قبل از کاهش فشار به زیر نقطه شبنم گاز میعانی است و اینکه مکان چاه‌های تزریقی فاکتوری مؤثر بر بهبود عملکرد فرآیند تزریق گاز است.

کلمات کلیدی:

مخازن گاز میعانی، تثبیت فشار، میعانات، فشار نقطه شبنم، نفوذپذیری گاز، بازگردانی گاز، تزریق گاز

فصل اول: مقدمه.....	۱
۱-۱ معرفی مخازن گاز میعانی.....	۲
۲-۱ شبیه‌سازی در مهندسی مخازن هیدروکربوری.....	۴
۳-۱ مطالعات و کارهای قبلی.....	۶
فصل دوم: مطالعات کتابخانه‌ای مخازن گاز میعانی.....	۱۱
۱-۲ طبقه‌بندی انواع مخازن گازی.....	۱۲
۲-۲ رفتار جریان‌های مخازن گاز میعانی.....	۱۶
۳-۲ نواحی اطراف مخازن گاز میعانی.....	۱۸
۱-۳-۲ ناحیه اول.....	۱۹
۲-۳-۲ ناحیه دوم.....	۲۰
۳-۳-۲ ناحیه سوم.....	۲۰
۴-۳-۲ ناحیه چهارم.....	۲۱
۴-۲ پارامترهای مؤثر بر جریان در مخازن گاز میعانی.....	۲۳
۱-۴-۲ عدد موئینگی.....	۲۳
۲-۴-۲ جریان داریسی.....	۲۴
۳-۴-۲ تراوایی نسبی نزدیک بحرانی.....	۲۵
۵-۲ روش‌های کاهش میعان‌ات تولیدشده در مخزن.....	۲۷
۱-۵-۲ روش چرخش گاز متان.....	۲۸
۲-۵-۲ تزریق گاز دی‌اکسیدکربن.....	۲۹
۳-۵-۲ تزریق گاز نیتروژن.....	۲۹

- ۳۰-۲-۵-۴ تزریق هوا..... ۳۰
- ۳۰-۲-۵-۵ سیلاب زنی..... ۳۰
- ۳۱-۲-۵-۶ شکاف‌دهی هیدرولیکی..... ۳۱
- ۳۲-۲-۵-۷ فرآیند تزریق متناوب آب و گاز..... ۳۲
- ۳۳-۲-۵-۸ حفاری افقی در مخزن..... ۳۳
- ۳۳-۲-۵-۹ تغییر ترشوندگی سنگ مخزن..... ۳۳
- ۳۵- فصل سوم: معرفی مدل مخزن..... ۳۵
- ۳۶-۳-۱ مخزن مورد مطالعه..... ۳۶
- ۳۹-۳-۱-۱ فرضیات در نظر گرفته شده در مدل..... ۳۹
- ۳۹-۳-۱-۲ مدل استاتیک مخزن..... ۳۹
- ۴۱-۳-۱-۳ مدل سیال..... ۴۱
- ۴۴-۳-۲ تولید طبیعی از مخزن..... ۴۴
- ۴۷- فصل چهارم: بررسی سناریوهای مختلف و نتایج..... ۴۷
- ۴۸-۴-۱ نوع چاه تولیدی..... ۴۸
- ۵۰-۴-۲ نرخ تولید..... ۵۰
- ۵۱-۴-۳ تزریق گاز در گوشه مخزن (فاصله‌ی ۴۳۸۴ فوتی از چاه تولیدی)..... ۵۱
- ۵۱-۴-۳-۱ تزریق گاز در چاه‌های تزریقی در گوشه مخزن بعد از تشکیل میعانات..... ۵۱
- ۵۵-۴-۳-۲ تزریق گاز در چاه‌های تزریقی در گوشه مخزن قبل از تشکیل میعانات..... ۵۵
- ۵۷-۴-۴ تزریق گاز در چاه‌های تزریقی به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوتی از چاه تولیدی..... ۵۷
- ۵۸-۴-۴-۱ تزریق گاز در چاه‌ها بعد از تشکیل میعانات گازی..... ۵۸
- ۶۰-۴-۴-۲ تزریق گاز در چاه‌ها قبل از تشکیل میعانات گازی..... ۶۰

۵-۴	تزریق گاز در مرکز مخزن (فاصله ی ۸۴۸ فوتی از چاه تولیدی).....	۶۱
۱-۵-۴	تزریق گاز در چاهها بعد از تشکیل میعانات گازی.....	۶۲
۲-۵-۴	تزریق گاز در چاهها قبل از تشکیل میعانات گازی.....	۶۶
۶-۴	الگوی چاههای حلزونی.....	۶۸
	فصل پنجم: نتیجه گیری و پیشنهاد.....	۷۱
	منابع و مراجع.....	۷۵

- شکل ۱-۲ نمودار فازی مخازن گاز میعانی ۱۳
- شکل ۲-۲ نمودار سه‌تایی و طیف سیالات مخزن بر اساس نسبت گاز به نفت تولیدی ۱۵
- شکل ۳-۲ چهار ناحیه جریان‌ی مختلف در اطراف چاه گاز ۲۲
- شکل ۴-۲ گرادیان فشار در اطراف چاه گاز میعانی ۲۲
- شکل ۵-۲ اثر عدد موئینگی بر اشباع میعانات ۲۴
- شکل ۶-۲ اثر عدد موئینگی روی منحنی‌های نفوذپذیری نسبی ۲۴
- شکل ۷-۲ چرخش گاز متان ۲۹
- شکل ۹-۲ سیلاب‌زنی ۳۱
- شکل ۱۰-۲ شکاف هیدرولیکی ۳۱
- شکل ۱۱-۲ فرآیند تزریق متناوب آب و گاز ۳۲
- شکل ۱-۳ موقعیت میدان پارس جنوبی ۳۶
- شکل ۲-۳ لایه‌بندی مخزن مورد مطالعه ۳۷
- شکل ۳-۳ مدل استاتیک مخزن قبل از شروع تولید ۴۱
- شکل ۴-۳ نمودار فازی سیال مخزن ۴۳
- شکل ۵-۳ نمودار اشباع گاز در گرید چاه تولیدی در حالت تولید طبیعی از مخزن ۴۵
- شکل ۶-۳ اشباع میعانات از نمای بالای مخزن، بعد از ۳۰۰۰ روز تولید طبیعی ۴۵
- شکل ۱-۴ برشی از مدل مخزن، برای سه چاه تولیدی عمودی، افقی و جهتدار ۴۹
- شکل ۲-۴ نمودار افت فشار برای سه چاه تولیدی عمودی، افقی و جهتدار ۴۹
- شکل ۳-۴ نمودار اشباع میعانات برای سه چاه تولیدی عمودی، افقی و جهتدار ۴۹

- شکل ۴-۴ نمودار تغییر اشباع میعانات برای دبی‌های مختلف تولیدی ۵۱
- شکل ۴-۵ مکان چاه‌های تزریقی در حالت تزریق در گوشه مخزن ۵۲
- شکل ۴-۶ اشباع میعانات گازی با تزریق CO_2 در گوشه مخزن پس از تشکیل میعانات ۵۲
- شکل ۴-۷ افزایش اشباع میعانات تا قبل از تزریق گاز N_2 ۵۳
- شکل ۴-۸ کاهش اشباع میعانات گازی با شروع تزریق N_2 ۵۳
- شکل ۴-۹ عدم توانایی N_2 در تبخیر میعانات و تولید دوباره میعانات ۵۳
- شکل ۴-۱۰ اشباع میعانات گازی با تزریق N_2 در گوشه مخزن پس از تشکیل میعانات ۵۴
- شکل ۴-۱۱ اشباع میعانات گازی با بازگردانی گاز خشک در گوشه مخزن پس از تشکیل میعانات ۵۵
- شکل ۴-۱۲ اشباع میعانات گازی با تزریق CO_2 در گوشه مخزن قبل از تشکیل میعانات ۵۶
- شکل ۴-۱۳ اشباع میعانات گازی با تزریق N_2 در گوشه مخزن قبل از تشکیل میعانات ۵۶
- شکل ۴-۱۴ اشباع میعانات گازی با بازگردانی گاز خشک در گوشه مخزن قبل از تشکیل میعانات ۵۷
- شکل ۴-۱۵ مکان چاه‌های تزریقی به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی ۵۷
- شکل ۴-۱۶ اشباع میعانات با تزریق CO_2 در ۲۲۶۲ فوتی از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات ۵۸
- شکل ۴-۱۷ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات
(فشار ۳۴۰۰ PSI) ۵۹
- شکل ۴-۱۸ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات
(فشار ۳۸۰۰ PSI) ۵۹
- شکل ۴-۱۹ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل
میعانات ۶۰
- شکل ۴-۲۰ اشباع میعانات با تزریق CO_2 در ۲۲۶۲ فوتی از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات ۶۰
- شکل ۴-۲۱ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات ۶۱

- شکل ۴-۲۲ اشباع میعانات با بازگردانی گاز در ۲۲۶۲ فوتی چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات ۶۱
- شکل ۴-۲۳ مکان چاه‌های تزریقی در مرکز لایه مخزنی ۶۲
- شکل ۴-۲۴ اشباع میعانات با تزریق دی CO_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۴۰۰ PSI) ۶۳
- شکل ۴-۲۵ اشباع میعانات با تزریق CO_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۸۰۰ PSI) ۶۳
- شکل ۴-۲۶ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۴۰۰ PSI) ۶۴
- شکل ۴-۲۷ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۸۰۰ PSI) ۶۴
- شکل ۴-۲۸ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (۱۰۰٪ گاز خشک تولیدی) ۶۵
- شکل ۴-۲۹ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (۸۰٪ گاز خشک تولیدی) ۶۵
- شکل ۴-۳۰ اشباع میعانات با تزریق CO_2 در ۸۴۸ فوتی از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات ۶۶
- شکل ۴-۳۱ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات ۶۶
- شکل ۴-۳۲ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک در ۸۴۸ فوتی چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات ۶۷
- شکل ۴-۳۳ حلزونی ارشمیدس ۶۸
- شکل ۴-۳۴ اشباع میعانات با بازگردانی ۶۲٪ گاز خشک تولیدی با الگوی چاه حلزونی ۶۹
- شکل ۴-۳۵ مکان چاه‌های تزریقی در الگوی حلزونی ۷۰

جدول ۱-۲ خصوصیات سیال انواع مخازن هیدروکربوری	۱۵
جدول ۱-۳ اطلاعات سنگ مخزن	۳۸
جدول ۲-۳ اطلاعات تراوایی نسبی سیالات مخزن	۳۸
جدول ۳-۳ تعداد و ابعاد گریدهای مدل مخزن	۴۰
جدول ۴-۳ ترکیب سیال لایه مخزنی	۴۲
جدول ۵-۳ خواص آب همزاد سنگ مخزن	۴۲
جدول ۶-۳ فشار امتزاجی گازهای تزریقی	۴۳
جدول ۱-۴ موقعیت و درصد گاز خشک تزریقی توسط هر چاه، مطابق الگوی حلزونی ارشمیدس	۶۹

فهرست علائم

علائم لاتین

A	مساحت ناحیه زه‌کشی شده
B	ضریب حجمی سازند
h	ضخامت سازند
K	تراوایی مطلق
K_h	تراوایی افقی
K_r	تراوایی نسبی
K_v	تراوایی عمودی
$m(p)$	شبه فشار
N_c	عدد موئینگی
P^*	فشار نقطه‌ی شب‌نم سیالات تولیدی مخازن گاز میعانی
Q	دبی تولیدی
r_e	شعاع ناحیه زه‌کشی مخزن
r_w	شعاع چاه
RS	نسبت گاز محلول شده در نفت
S_j	اشباع فاز j
S_r	اشباع باقی‌مانده
S_{wi}	اشباع آب باقی‌مانده
S	ضریب پوسته
S_m	ضریب پوسته مکانیکی
Z	ضریب انحراف گاز

علائم یونانی

ϕ	تخلخل
μ	گرانروی سیال
ρ	چگالی سیال
σ	کشش بین سطحی گاز و مایع
β	ضریب جریان غیر داریسی
ε	نمای تابع کوری

زیرنویس‌ها

o نفت

g گاز

اختصارات

API	درجه سبکی نفت
FGPT	تولید تجمعی گاز میدان
FOPT	تولید تجمعی نفت میدان
GOR	نسبت گاز به نفت
BSOIL	اشباع نفت بلاک
BSGAS	اشباع گاز بلاک
FPR	فشار مخزن
GasSat	اشباع گاز
OilSat	اشباع نفت

۱ فصل اول

مقدمه

در فصل اول تحت عنوان مقدمه، به صورت خلاصه به چگونگی رفتار مخازن میعانی و شبیه‌سازی این رفتار پیچیده و دلایل انتخاب این موضوع پرداخته می‌شود.

۱-۱ معرفی مخازن گاز میعانی

مخازن گاز میعانی از دهه ۱۹۳۰ اهمیت خاصی پیدا کرده است. این مخازن در مقایسه با مخازن نفتی و مخازن گاز خشک و گاز تر به دلیل رفتار ترمودینامیکی پیچیده در هنگام تولید، به خصوص هنگامی که فشار مخزن به زیر فشار نقطه‌ی شبنم افت پیدا می‌کند، به برنامه‌ریزی و مدیریت و طرح و نقشه‌های توسعه‌ای و درعین حال صیانتی جهت تولید از آن نیازمند است. به صورت معمول این مخازن در هنگام اکتشاف و تا لحظه‌ی بهره‌برداری و حتی تا مدتی پس از تولید نیز به صورت تک فاز گاز هست؛ البته بدیهی است که همه‌ی مخازن شامل مقداری اشباع آب کاهش نیافتنی^۱ می‌باشند؛ اما پس از تولید، با افت فشار مخزن و رسیدن فشار مخزن به زیر فشار نقطه‌ی شبنم میعانات گازی با ارزش شروع به تولید شدن می‌کنند. گستره تشکیل میعانات به افت فشار مخزن بستگی داشته و ممکن است که فقط در اطراف چاه تولیدی تشکیل شوند ولی حتی گاهی تا مرز مخزن هم میعانات گازی تشکیل شده است. این فرآیند در فشارهای خاصی اتفاق می‌افتد و با گذر از آن بازه فشاری میعانات دوباره به گاز تبدیل شده و اشباع گاز بالاتر خواهد رفت.

نکته‌ی مهم در این مخازن کمتر بودن تراوایی نسبی میعانات تشکیل یافته و بالاتر بودن گرانیوی آن نسبت به گاز است. به این دلیل تجمع میعانات در مخزن بیشتر شده و این میعانات گازی با ارزش در مخزن به دام افتاده و تولید نمی‌شوند و همچنین تولید گاز از مخزن نیز کاهش پیدا خواهد کرد. حالت مطلوب برای تولید از این مخازن بدین گونه است که دبی تولید گاز کاهش پیدا نکرده و میعانات

¹ Irreducible water saturation

گازی در سطح تولید شوند نه در مخزن. حال اگر میعانات در مخزن تولید شوند ارزش اقتصادی پروژه به مخاطره افتاده و تولید از مخزن توجیهی نخواهد داشت.

سه عامل اصلی که رفتار این مخازن را بسیار پیچیده می‌سازد عبارت است از:

۱. وجود هم‌زمان سه فاز سیال در مخزن (آب، نفت و گاز)

۲. رفتار ترمودینامیکی متغیر در بازه‌های فشاری مختلف و وابسته به خطوط کیفیت نمودار فازی

۳. تغییر ترکیب سیال اولیه‌ی مخزن به دلیل تولید گاز و جدایش میعانات از آن

این پیچیدگی در رفتار سبب شده تا پارامترهای مختلفی از جمله چگونگی مدل‌سازی حرکت سیال در محیط متخلخل و آنالیز چاه آزمایشی بر روی این مخازن و ... با مشکل مواجه شود. عامل اصلی رفتار پیچیده این مخازن بیشتر به دلیل افت فشار اطراف چاه‌های تولیدی، سرعت بالای گاز و ایجاد جریان غیرداری در مقایسه با قسمت‌های دیگر مخزن می‌باشد که نیازمند مطالعه‌ی هرچه بیشتر و ارائه‌ی راهکار برای مواجهه با آن خواهد بود [۱].

یکی از روش‌های مؤثر جهت برطرف ساختن مشکلات بیان‌شده در مورد مخازن گاز میعانی، روش تزریق گاز می‌باشد. عموماً در مخازن گاز میعانی از تزریق گاز به مخزن جهت تثبیت فشار مخزن در بالای فشار نقطه‌ی شبنم و تبخیر میعانات تشکیل‌شده و یا راندن آن‌ها به سوی چاه‌های تولیدی و کاهش میزان تجمع میعانات استفاده می‌شود. این روش سال‌هاست که مورد استفاده قرار می‌گیرد اما با توجه به هزینه‌ی تهیه و انتقال گازهای مختلف از جمله نیتروژن و دی‌اکسیدکربن به سر چاه و تزریق آن‌ها به مخزن و حتی هزینه‌ی بازگردانی گاز به مخزن انتخاب روش بهینه و درک صحیح از تأثیر هرکدام از روش‌های تزریق گاز می‌تواند کمک شایانی به کاهش هزینه‌ها و تولید مطلوب و بهینه از مخزن نماید و نیز از تشکیل میعانات با ارزش در مخزن جلوگیری کند. بدین منظور نیاز است که رفتار این مخازن تحت حالت‌های مختلف تزریق با گازهای مختلف بررسی شود.

۲-۱ شبیه‌سازی در مهندسی مخازن هیدروکربوری

شبیه‌سازی در مهندسی مخزن عبارت است از پردازش داده‌های موجود اعم از داده‌های سنگ، سیال و چاه به منظور ایجاد اطلاعات مربوط به تولید از یک چاه، مخزن یا یک میدان. این کار با استفاده از روابط شناخته‌شده حاکم بر رفتار سیال و حرکت آن در محیط متخلخل و چاه در دما و فشار متغیر صورت می‌گیرد. هدف شبیه‌سازی پیش‌بینی تولید و رفتار چاه، مخزن یا میدان در آینده است. اولین گام در شبیه‌سازی انطباق داده‌های فعلی موجود با داده‌های خروجی شبیه‌ساز هست. به عبارت دیگر پیش‌بینی رفتار آینده مخزن نوعی برون‌یابی است که عدم قطعیت همواره در آن وجود دارد. شبیه‌سازی فرآیندی دینامیک در طول عمر مخزن است، یعنی با گذشت زمان و تولید از مخزن و کامل‌تر شدن داده‌ها و طولانی‌تر شدن تاریخچه تولید، این داده‌ها دوباره وارد شبیه‌ساز می‌شوند و مدل دقیق‌تر می‌شود و به همین دلیل نتایج خروجی از درجه اطمینان بالاتری برخوردار هستند. با کامل‌تر و دقیق‌تر شدن شبیه‌سازی ممکن است سناریوی نوشته‌شده برای تولید توسط مهندسان و مدیران مخزن عوض شود.

پیش از شبیه‌سازی مخزن هیدروکربوری در یک کامپیوتر، مدل ریاضی سیستم موردنیاز است. حرکت سیال در محیط متخلخل توسط همان قوانین اساسی حاکم بر حرکت سیال در محیط‌های دیگر مثل لوله، رودخانه و شرایط اتمسفری است. این قوانین بر اساس بقای جرم، مومنتوم و انرژی هستند. در مدل‌سازی مخازن هیدروکربوری قانون داری به‌جای معادله مومنتوم وارد مدل‌سازی می‌گردد. در اینجا مخازن هیدروکربوری دما ثابت^۱ فرض می‌شوند و از به‌کارگیری بقای انرژی صرف‌نظر می‌شود. در نتیجه برای مدل‌سازی، قانون بقای جرم را برای شرایط مخزن (از لحاظ تعداد فازها و جهت‌های جریان) نوشته و سپس معادله داری وارد معادله‌ی بقای جرم می‌شود، بدین طریق مدل جریان به دست خواهد آمد. بسته به نوع فاز و تعداد بعد جریان معادله متفاوت خواهد بود.

¹ Isothermal

دو مدل اصلی در مدل‌سازی و به تبع آن در شبیه‌سازی مخازن هیدروکربوری وجود دارد:

۱. **مدل ترکیبی^۱**: مدل جریان تک فاز یا چند فاز که بیش از دو جزء هیدروکربنی در آن حضور دارند.

۲. **مدل نفت سیاه^۲**: جریان چند فاز که سیستم هیدروکربنی با دو جزء تقریب زده می‌شود؛ یک جزء غیر فرار (نفت سیاه) و یک جزء فرار (گاز) که در فاز نفت حل شده است [۱].

شبیه‌سازی مخازن را برای پیش‌بینی رفتار آینده مخزن در مورد اجرای سناریوهای مختلف تولید به صورت سریع و ارزان، به منظور اجرای تکنیک‌های مختلف ازدیاد برداشت انجام می‌دهیم؛ یعنی می‌توان به راحتی سناریوهای مختلف را برای مخزن ایجاد کرد و با توجه به نتایج حاصل، مشخصات مخزن را به دست آورد؛ بنابراین می‌توان از بین نتایج مختلف حالت بهینه را پیدا کرد. این در حالی است که اجرای یک سناریو به صورت واقعی نه تنها نیازمند صرف هزینه و زمان زیاد است، بلکه ممکن است سناریوی مطلوبی نباشد.

استفاده از روش‌های ازدیاد برداشت (EOR^۳) معمولاً به شرایط مخزنی و نیز سیال در مخزن محدود می‌شود. انتخاب نسنجیده روش‌های ازدیاد برداشت نه تنها تولید را افزایش نمی‌دهد، بلکه ممکن است آینده مخزن را نیز دچار مخاطره کند. هر یک از روش‌های ارائه شده ازدیاد برداشت نیز دارای مزایا و معایبی می‌باشند. عدم انتخاب روش ازدیاد برداشت مناسب، مؤثر بودن این روش‌ها را در حاله‌ای از ابهام قرار می‌دهد. آزمایش‌های دقیق و مبتنی بر تئوری‌های علمی و نیز آزمایش‌هایی در مقیاس بزرگ می‌تواند راه را برای این انتخاب هموار کند.

¹ Compositional

² Black oil

³ Enhance oil recovery

۳-۱ مطالعات و کارهای قبلی

به منظور بررسی تأثیر مخرب سد میعانی^۱ بر تولید از مخازن گاز میعانی، مطالعات تئوری و تجربی متعددی صورت گرفته است. در این مطالعات اساساً دو روش برای بهبود تولید گاز و استخراج میعانات ارزشمند در نظر گرفته شده است. یک روش، کاهش افت فشار ناشی از تولید یا به عبارتی نگاهداشتن فشار مخزن بالاتر از فشار نقطه شبنم گاز است و روش دیگر تغییر ترشوندگی^۲ سنگ مخزن است. در روش دوم به منظور کاهش اشباع میعانات و افزایش تراوایی نسبی گاز، ترشوندگی سنگ مخزن در اطراف چاه تولیدی با استفاده از مواد شیمیایی از نفت دوست به گاز دوست تغییر پیدا می کند [۱].

لی^۳ و فیروزآبادی در سال ۲۰۰۰ میلادی روش تغییر ترشوندگی سنگ از نفت دوست به گاز دوست را پیشنهاد دادند [۲]. فیروزآبادی و همکاران (۲۰۰۲) این روش را برای یک مغزه ماسه سنگی و حاوی سیال آب و نفت به منظور تغییر ترشوندگی سنگ از آب دوست به نفت دوست و اندازه گیری تراوایی های نسبی در شرایط آزمایشگاه و مخزن انجام داده و نتایج موفقیت آمیزی داشته اند. همچنین آن ها در قالب یک مطالعه تئوری، مدل هایی طراحی کردند تا تأثیر کشش سطحی^۴، نیروهای موئینگی^۵ و ترشوندگی را بر جریان گاز میعانی بررسی کنند [۳].

کومار^۶ و همکاران (۲۰۰۶) با تزریق مواد شیمیایی فعال سطحی^۷ غیر یونی در مغزه های مخزنی و در شرایط آزمایشگاهی شاهد افزایش تراوایی نسبی گاز بوده اند [۴].

¹ Condensate blockage

² Wettability

³ Li

⁴ Interfacial tension

⁵ Viscous force

⁶ Kumar

⁷ Surfactant

بنگ^۱ و همکاران (۲۰۱۰) از یک ماده شیمیایی فلوئوردار در پروپیلن گلیکول و ایزوپروپانول جهت تغییر ترشوندگی مغزه آزمایشگاهی استفاده کردند. آن‌ها میزان تغییر ترشوندگی را به وسیله اندیس ترشوندگی USBM اندازه‌گیری کرده و شاهد بهبود تقریباً دو برابری تراوایی نسبی گاز بوده‌اند [۵].

تأثیر جریان با دبی زیاد و جریان غیرداریسی نیز توسط نوح^۲ و فیروزآبادی (۲۰۰۶) مورد مطالعه قرار گرفت. آن‌ها نشان دادند که استفاده از مواد شیمیایی جهت تغییر ترشوندگی سنگ مخزن، حتی در شرایط جریان با سرعت زیاد گاز نیز مؤثر است [۶].

ال-انازی^۳ و همکاران (۲۰۰۵) بر اساس نتایج مطالعات آزمایشگاهی و شبیه‌سازی‌های عددی خود، تزریق واقعی متانول در یک مخزن گاز میعانی انجام دادند. تزریق متانول برای یک چاه تولیدی صورت گرفته و باعث افزایش دو برابری تولید برای ۴ ماه اول و افزایش ۵۰ درصدی تولید بعد از آن شده است. اندازه‌گیری‌های آن‌ها نشان داده است که ضریب پوسته این چاه تولیدی از ۰,۶۸ به ۱,۹- کاهش یافته است. آن‌ها اظهار داشتند که سازگاری متانول با آب همزاد مخزن و نیز سازند باید قبل از تزریق بررسی گردد [۷].

تزریق گاز یکی دیگر از روش‌هایی است که برای بازیابی میعانات به دام افتاده در مخزن و بهبود تولید مخازن گاز میعانی استفاده شده است. احمد و همکاران (۱۹۹۸) به منظور بازیافت میعانات روش تزریق متناوب گاز که به اصطلاح huff and puff نامیده می‌شود را پیشنهاد داده‌اند. آن‌ها در تحقیقات خود از یک مدل ترکیبی بر اساس معادله حالت پنگ رابینسون^۴ استفاده نموده‌اند. گازهای متان، کربن-دی‌اکسید، نیتروژن و ترکیب‌های مختلف گازی جهت تزریق و آزمایش مورد استفاده قرار گرفته است. نتیجه مطالعات آن‌ها نشان داد که کربن‌دی‌اکسید خالص، مؤثرترین گاز جهت تزریق و افزایش تولید گاز میعانی است. همچنین ثابت کردند که تزریق مقدار ناکافی از گازهای نام‌برده باعث بدتر شدن

¹ Bang

² Noh

³ Al-Anazi

⁴ Peng-Robinson EOS

وضعیت سد میعانی می‌شود. علاوه بر نتایج فوق مطالعات احمد و همکارانش نشان داد که روش huff and puff and puff زمانی بیشترین تأثیر خود را خواهد گذاشت که قبل از رسیدن اشباع میعانات به حداکثر میزان خود، اعمال شود [۸].

زایتسو^۱ و همکاران (۱۹۹۶) از یک مدل ترکیبی با گرید بلاک‌های^۲ دایره‌ای جهت شبیه‌سازی مخزن گاز میعانی استفاده نمودند. آن‌ها گازهای نیتروژن، متان، کربن‌دی‌اکسید و گاز خروجی از تفکیک‌کننده^۳ را برای بررسی تأثیر تزریق گاز بر بهبود تولید از مخازن گاز میعانی انتخاب کردند. نتایج کار آن‌ها نشان داد که کربن‌دی‌اکسید و گاز خشک جدا شده در تفکیک‌کننده که متعلق به خود مخزن می‌باشد، بیشترین بازدهی را خواهند داشت [۹].

استالکاپ^۴ در سال ۱۹۹۳ نشان داد که جابجایی امتزاج‌پذیر بین نفت و کربن‌دی‌اکسید موجب از بین رفتن پدیده کشش سطحی شده و با استفاده از نیروی موئینگی می‌توان میعانات باقی‌مانده را به مقدار قابل توجهی تولید نمود. نتایج کار وی نشان داد که میزان ازدیاد برداشت تابعیتی از عمق و فشار مخزن دارد [۱۰].

اشتپانی^۵ (۲۰۰۶) فشار نقطه شبنم و میزان مایع تشکیلی را در مخلوط‌های سیال گاز میعانی و کربن‌دی‌اکسید اندازه‌گیری کرد. او نشان داد هنگامی که درصد گاز کربن‌دی‌اکسید به ۸۰ درصد می‌رسد هیچ‌گونه مایعات گازی شکل نمی‌گیرد و سیال به صورت تک فاز گاز وجود خواهد داشت [۱۱].

العربی^۶ (۲۰۰۹) آزمایش‌هایی را برای تعیین میزان بازیافت میعانات گازی و نفوذپذیری نسبی در اثر تزریق گاز کربن‌دی‌اکسید و متان انجام داد. نتایج نشان داد که در اثر تزریق گاز کربن‌دی‌اکسید

¹ Zaitsev

² Grid block

³ Separator

⁴ Stalkup

⁵ Shtepani

⁶ Al-Arabi

پدیده میان‌گذری با تأخیر بیشتری رخ می‌دهد و همچنین بازده جارویی در کربن‌دی‌اکسید بیشتر از متان است [۱۲].

یکی دیگر از روش‌های کاهش میعان‌ات تولیدشده در مخزن، حفر چاه‌های تولیدی افقی است. ویلالبا^۱ (۱۹۹۷) در تحقیق خود، تولید از یک مخزن حاوی گاز میعانی با ۳ چاه تولیدی افقی را مورد بررسی قرار داده است. در این مطالعه چاه‌های تولیدی افقی موجب به حداقل رسیدن مخروط‌شدگی گاز، گسترش ناحیه زه‌کشی، افزایش نرخ تولید و در نهایت بهبود تولید گاز شده است [۱۳].

دیهان^۲ و همکاران (۲۰۰۰) عملکرد چاه‌های تولیدی عمودی و افقی را در یک مخزن گاز میعانی تحت شرایط مختلف تولید، مورد بررسی قرار دادند. نشان داده شده است که افت فشار مخزن برای چاه تولیدی افقی نسبت به چاه تولیدی عمودی کمتر بوده و مشکل سد میعانی برای چاه افقی کمتر رخ می‌دهد [۱۴].

مولادی^۳ و همکاران (۲۰۱۰) تحقیق دقیقی انجام دادند با این هدف که چند درصد از افزایش تولید گاز ناشی از چاه افقی، مربوط به افزایش سطح تماس چاه با سنگ مخزن است و چند درصد از آن تحت تأثیر کاهش سد میعانی می‌باشد. از نتایج دیگر کار آن‌ها این است که به خاطر افت فشار کمتر مخزن برای چاه افقی تولیدی، زمان تشکیل میعان‌ات در مخزن نیز به تعویق می‌افتد. همچنین نسبت شاخص بهره‌دهی (PI)^۴ چاه افقی به چاه عمودی قبل از تشکیل میعان‌ات در مخزن، ۳ بوده و بعد از تشکیل میعان‌ات حدود ۶ می‌باشد [۱۵].

در تحقیقات سنگر و هارگورت^۵ (۱۹۹۸) از گاز نیتروژن برای افزایش تولید استفاده شده است. آن‌ها مطالعات آزمایشگاهی Slim-tube و شبیه‌سازی عددی با استفاده از دو گاز نیتروژن و متان انجام داده و

¹ Villalba

² Dehane

³ Muladi

⁴ Productivity index

⁵ Sanger and Hagoort

نشان دادند که جابجایی گاز میعانی با هردو گاز یک فرآیند امتزاجی است که نتیجه آن افزایش بازیافت میعانات است. همچنین متذکر شدند که تزریق نیتروژن، در آینده احتیاج به تجهیزات جداسازی نیتروژن را ضروری خواهد ساخت [۱۶].

در مطالعه حاضر به کمک نرم‌افزار شبیه‌ساز ترکیبی، مدل مخزن و سیال آن بر اساس اطلاعات موجود ساخته شده است. سناریوهای مختلفی برای بررسی تأثیر روش‌های بهبود تولید از مخازن گاز میعانی طراحی و نتایج شبیه‌سازی آن‌ها برای تحلیل و انتخاب بهترین روش استفاده شده است. در این سناریوها، توسعه‌ای بر مطالعات گذشته صورت گرفته و پارامترهای مهمی که قبلاً به آن پرداخته نشده، در نظر گرفته شده است؛ از قبیل تأثیر مکان چاه‌های تزریقی و زمان انجام فرآیندهای ازدیاد برداشت. در پایان نیز یک الگوی جدید برای مکان چاه‌های تزریقی و تولیدی به منظور بهینه‌سازی فشار و حجم گازهای تزریقی ارائه شده است.

۲ فصل دوم

مطالعات کتابخانه‌ای مخازن گاز میعانی

در این فصل با توجه به پیچیدگی‌های اشاره‌شده در مخازن گاز میعانی و رفتار ترمودینامیکی متفاوت آن با مخازن گازی معمولی، ابتدا خواص فیزیکی سیالات گاز میعانی آورده شده است؛ سپس در قسمت بعد مروری بر نظریات موجود در زمینه‌ی رفتار جریان‌ی مخازن گاز میعانی شده است. در ادامه رفتار فازی سیالات و همچنین پارامترهایی همچون عدد موئینگی، جریان غیرداری و تراوایی نسبی نزدیک بحرانی بررسی شده است؛ سپس، چهار روش متداول بازگردانی میعانات معرفی شده و در مورد حفاری افقی، تزریق و بازگردانی گاز که موضوع اصلی پایان‌نامه می‌باشد، توضیحات و مفاهیم اولیه آورده شده است.

۱-۲ طبقه‌بندی انواع مخازن گازی

به‌طور کلی نوع سیال مخزن با توجه به فشار و دمای اولیه‌ی مخزن نسبت به نمودار فشار-دما^۱ مشخص می‌شود. اگر دمای مخزن بالاتر از دمای بحرانی سیستم هیدروکربوری باشد، مخزن گازی خواهیم داشت. معمولاً مخازن گازی در سه دسته تقسیم‌بندی می‌شوند که در ادامه آورده شده است.

ا - مخازن گاز خشک: در این نوع مخازن، سیال هیدروکربوری هم در مخزن و هم در تأسیسات سطحی به‌صورت فاز گاز می‌باشد و تنها مایع همراه با گاز خشک، آب می‌باشد.

ب - مخازن گاز تر: مخلوط هیدروکربوری این مخازن در شرایط مخزن به حالت تک فاز گاز بوده ولی با رسیدن به سطح زمین، بخشی از فاز گاز به فاز مایع تبدیل می‌شود.

ج - مخازن گاز میعانی: اگر دمای مخزن بین دمای نقطه بحرانی^۲ و حداکثر دمای^۳ سیال مخزن باشد، در آن صورت مخزن، گاز میعانی نامیده می‌شود.

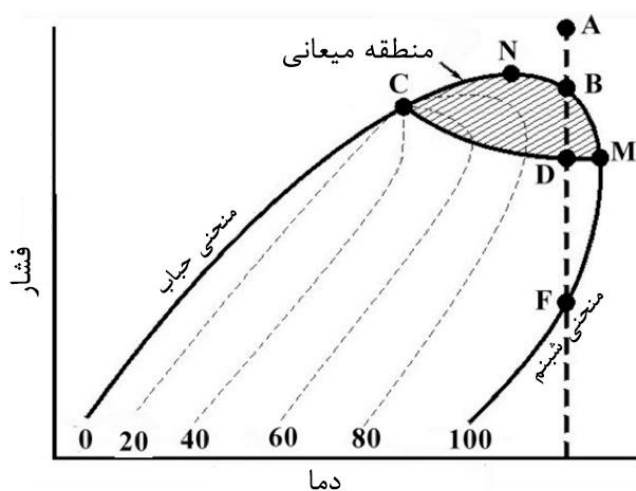
¹ P-T diagram

² Critical point

³ Cricidentherm

در مخازن گاز میعانی که نمونه‌ای از رفتار فازی آن‌ها طبق شکل ۱-۲ نشان داده شده است، در فشارهای اولیه که بالاتر از فشار نقطه شبنم می‌باشد، سیال به صورت تک فاز گاز در محیط متخلخل وجود خواهد داشت. با کاهش فشار مخزن به زیر فشار نقطه شبنم در دمای ثابت، میعانات شروع به شکل‌گیری می‌کنند. با کاهش بیشتر فشار، برخلاف انتظار، سیال هیدروکربنی تمایل به میعان دارد تا در فشاری خاص دوباره میعانات تمایل به تبخیر پیدا می‌کنند.

به هر حال میعانات تشکیل شده، از فاز گاز جدا شده و چون به دیواره محیط متخلخل می‌چسبند، هیچ‌گونه حرکتی ندارند. در این شرایط در زیر فشار شبنم، به خاطر تشکیل میعانات، ترکیب سیال استخراجی تغییر کرده و با توجه به اینکه میعانات تشکیل شده در مخزن تراوایی پایینی دارند، قابلیت حرکت کمی داشته و در نتیجه نسبت گاز به نفت تولیدی در سطح افزایش می‌یابد [۱۷]. بدین ترتیب به مرور زمان ترکیب سیال باقی‌مانده در مخزن نیز تغییر خواهد کرد و تغییر مکان منحنی فازی^۱ شروع می‌شود. در شکل ۱-۲ تنها یک مخلوط هیدروکربنی با ترکیب سیال ثابت نشان داده شده است.



شکل ۱-۲ نمودار فازی مخازن گاز میعانی [۱۷]

¹ Phase diagram

در شکل ۱-۲ نقطه M حداکثر دمایی است که سیال بصورت دوفازی (مایع و گاز) خواهد بود؛ همچنین نقطه N حداکثر فشاری است که سیال می‌تواند بصورت دوفازی باشد. نقطه C نقطه بحرانی سیال است. نقطه A شرایط اولیه مخازن گاز میعانی بوده و نقاط B و F به ترتیب نقاط شبنم بالایی و پائینی نام دارند. در منطقه هاشور خورده، با افت فشار، درصد میعانات خارج شده از گاز افزایش می‌یابد که به آن منطقه‌ی میعانی گفته می‌شود؛ اما با رسیدن به نقطه D و پائین تر از آن دوباره میعانات تبخیر شده و درصد آن کاهش می‌یابد.

این نکته حائز اهمیت است که با تغییر ترکیب سیالات، منحنی فازی آن‌ها به سمت راست منحرف می‌شود، یعنی در جهتی که مقدار مایع بیشتری تمایل دارد تا در اثر پدیده میعان معکوس، در مخزن به دام بیفتد و بدین ترتیب مقدار برداشت میعانات با ارزش به میزان حداکثر خود نمی‌رسد. با ادامه کاهش فشار در مخزن، هنگامی که مایع به حداکثر مقدار خود رسید، میعانات شروع به تبخیر مجدد کرده و به فاز گاز تبدیل شده و میزان فاز گاز افزایش می‌یابد؛ بنابراین این پدیده می‌تواند در بهبود بازیافت مخزن مؤثر باشد. در اثر این پدیده میزان گاز به نفت تولیدی کاهش می‌یابد. با افت فشار بیشتر و رسیدن فشار به منحنی فشار شبنم پایینی، میعانات تماماً به گاز تبدیل شده و تک فاز گاز خواهیم داشت.

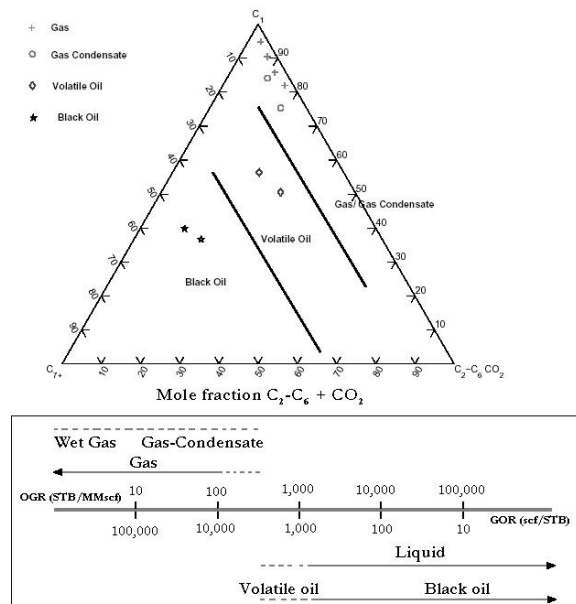
ترکیب تقریبی از سیالات مخزن در جدول ۱-۲ آورده شده است. به‌طور معمول یک مخزن گاز میعانی بین ۳۰ تا ۳۰۰ بشکه میعانات به ازای یک میلیون فوت مکعب استاندارد گاز تولید می‌کند. بیشتر مخازن گاز میعانی شناخته‌شده در محدوده عمق ۵۰۰۰ تا ۱۰۰۰۰ فوت، فشار ۳۰۰۰ تا ۸۰۰۰ پام^۱ و دمای ۲۰۰ تا ۴۰۰ درجه فارنهایت می‌باشند [۱۷].

^۱ Psia

شکل ۲-۲ طیف سیالات مخزن از گاز تر تا نفت سیاه را بر اساس نسبت گاز به نفت^۱ و نیز نسبت نفت به گاز^۲ نشان می‌دهد. همچنین نمودار سه‌تایی^۳ این سیالات در شکل ۲-۲ نشان داده شده است. میزان درجه سبکی^۴ مایع میعانی تولیدشده معمولاً بیشتر از ۴۵ هست [۱۸].

جدول ۱-۲ خصوصیات سیال انواع مخازن هیدروکربوری [۱۸]

Component	Black Oil	Volatile Oil	Condensate	Gas
Methane	48.83	64.36	87.07	95.85
Ethane	2.75	7.52	4.39	2.67
Propane	1.93	4.74	2.29	0.34
Butane	1.60	4.12	1.74	0.52
Pentane	1.15	2.97	0.83	0.08
Hexanes	1.59	1.38	0.60	0.12
C ₇₊	42.15	14.91	3.80	0.42
Molecular wt C ₇₊	225	181	112	157
Gas-Oil Ratio SCF/Bbl	625	2000	182000	105000
Liquid-Gas Ratio Bbl/MMSCF	1600	500	55	9.5
Tank oil gravity API	34.3	50.1	60.8	54.7
Color	Green/black	Pale red/brown	Straw	White



شکل ۲-۲ نمودار سه‌تایی و طیف سیالات مخزن بر اساس نسبت گاز به نفت تولیدی [۱۸]

¹ Gas-Oil Ratio (GOR)

² Oil-Gas Ratio (OGR)

³ Ternary Diagram

⁴ API

۲-۲ رفتار جریان‌ی مخازن گاز میعانی

همان‌طور که اشاره شد، ضمن تولید از مخزن، فشار در قسمت‌هایی از مخزن افت پیدا کرده و به پایین‌تر از فشار نقطه شبنم می‌رسد و بدین ترتیب میعان‌ات گازی در داخل مخزن تولیدشده و باعث ایجاد رفتارهای فازی مختلف در قسمت‌های مختلف مخزن می‌گردد. با شرع تولید از چاه، جبهه نفت درون مخزن توسعه می‌یابد. در این قسمت مروری بر نظریات مطرح در این زمینه صورت می‌گیرد.

ادل^۱ و میلر^۲ یک مدل دو ناحیه‌ای برای مشخص کردن توزیع اشباع سیال توسعه دادند. آن‌ها فرض کردند سیال تک فاز جریان‌ی به سمت چاه، به محض اینکه زیر نقطه شبنم قرار بگیرد، به دو قسمت گاز و مایع جدا می‌شود. در این مدل با فرض اینکه ترکیب سیال در حین تولید ثابت باقی می‌ماند، در ناحیه اطراف چاه، گاز و میعان‌ات وجود داشته و هردو در حال حرکت هستند و در ناحیه دور از چاه تنها فاز گاز وجود دارد. این روش ساده بر مبنای مفهوم جریان حالت پایدار است. در حقیقت آن‌ها اولین معادله جریان گاز را با استفاده از تابع شبه فشار برای توضیح تأثیر توده میعانی در مخازن گاز میعانی ارائه کردند [۱۹].

فاسل^۳ با استفاده از شبیه‌سازی عددی نشان داد که شاخص تولید^۴ چاه گاز میعانی بیشتر از مقداری است که ادل و میلر نشان دادند. او اشاره کرد که اگر فشار متوسط مخزن کمتر از فشار شبنم باشد، نتایج به‌دست‌آمده از مدل دو ناحیه در روش آن‌ها دقت پایینی خواهد داشت [۲۰].

بو^۵ و همکاران تکنیک‌هایی را برای تعیین اشباع در بازه‌های مختلف افت فشار^۶ و خیز فشار^۷ برای مخازن تحت مکانیسم گاز محلول ارائه کردند. این تکنیک‌ها نیازمند این هستند که توزیع فشار و اشباع،

¹ O'dDell

² Miller

³ Fussel

⁴ Productivity index

⁵ Boe

⁶ Pressure Draw Down

⁷ Pressure Build Up

تابع تک مقداری از r^2/t باشند. متأسفانه در سیستم‌های گاز میعانی با ضریب پوسته^۱ مخالف صفر، فشار و اشباع تابع تک مقداری از r^2/t نمی‌باشند [۲۱].

جونز^۲ و راقاوان^۳ نشان دادند که در سیستم‌های گاز میعانی، در صورتی که فشار را به شبه فشار دوفازی حالت پایدار^۴ تبدیل کنیم، می‌توان پاسخ آزمون افت فشار و خیز فشار را با حل معادلات رایج مایعات مرتبط کرد؛ اما به دست آوردن انتگرال شبه فشار نیاز به توزیع فشار و اشباع در مخزن دارد [۲۲].

راقاوان و همکاران با آنالیز داده‌های چند مخزن مختلف و شبیه‌سازی آن‌ها با استفاده از شبه فشار دوفازی حالت پایدار نشان دادند که این روش در مخازن گاز میعانی که اختلاف فشار اولیه و فشار شبنم بالا باشد و فشار ته چاهی آن‌ها خیلی بالا باشد، بهترین کارایی را دارد. مهم‌ترین فرضیه این روش این بود که ناحیه گذار^۵ نفت از اشباع صفر تا اشباع بحرانی را ناچیز فرض کرده است [۲۳].

فیونگ^۶ و ویتسون^۷ در مطالعه خود یک ناحیه گذار میان دو ناحیه اشاره شده در نظر گرفتند که نفت و گاز حضور دارند اما فقط گاز متحرک است و نفت نمی‌تواند حرکت کند. آن‌ها شبه فشار دوفازی را با استفاده از ارتباط بین فشار و اشباع که به صورت جداگانه برای هر سه ناحیه محاسبه کرده بودند، تعریف کردند. آن‌ها اشاره کردند، چون در این ناحیه، اشباع نفت از صفر به اشباع بحرانی می‌رسد، نفت متحرک نبوده و لذا ترکیب سیال تغییر خواهد کرد. در تقسیم‌بندی این دو، ناحیه ۱، ناحیه نزدیک چاه است که هم گاز و هم میعانات با سرعت‌های متفاوت در حال حرکت‌اند. ناحیه ۲، شامل میعانات غیرقابل حرکت است ولی گاز در حال جریان است. ناحیه ۳، شامل تک فاز گاز است؛ اما اهمیت کار فیونگ و ویتسون زمانی آشکار شد که با تقسیم‌بندی سه ناحیه جریانی برای هر ناحیه معادله‌ای ارائه کردند که تحویل‌دهی

¹ Skin factor

² Jones

³ Ravaghan

⁴ Steady State

⁵ Transition Zone

⁶ Fevang

⁷ Whitson

چاه برابر با مجموع این سه معادله خواهد بود. آن‌ها با شبیه‌سازی عددی نشان دادند که معادلات مربوطه نتایج منطقی و قابل قبولی از عملکرد مخزن ارائه می‌دهد؛ اما شبه فشار دوفازی نیازمند یک شناخت اولیه در مورد منحنی‌های نفوذپذیری نسبی به‌عنوان تابعی از اشباع و مشخص کردن خصوصیات واقعی سیال و همچنین اندازه‌گیری صحیح مقدار گاز به نفت می‌باشد که محاسبه این خواص با عدم قطعیت بالایی همراه است [۲۴].

گرینگارتن^۱ و همکاران وجود یک ناحیه چهارم، در نزدیک‌ترین جا در اطراف چاه را برای این مخازن پیشنهاد کردند. آن‌ها مشکلات نظریه‌های قبلی را در نادیده گرفتن عدد موئینگی^۲ دانستند. عدد موئینگی بیان‌کننده نسبت نیروهای گران‌رو^۳ به نیروهای موئینه می‌باشد. در فاصله دو تا سه فوت از اطراف چاه، عدد موئینگی بالا در دبی‌های بالا موجب کاهش اشباع مایع^۴ و افزایش تراوایی نسبی^۵ گاز می‌شود. آن‌ها نتیجه گرفتند که این ناحیه جدید بلافاصله بعد از چاه با عدد موئینگی بالا موجب افزایش چشم‌گیر بهره‌دهی در مخازن گاز میعانی می‌شود [۲۵].

۳-۲ نواحی اطراف مخازن گاز میعانی

فشار اولیه مخازن معمول گاز میعانی بالاتر از فشار شبنم سیال است. به همین دلیل معمولاً این نوع مخازن ابتدا به‌عنوان مخازن گاز تک فاز یافت می‌شوند. با شروع تولید از مخزن، فشار اطراف چاه کاهش یافته و این افت فشار از دهانه چاه به سمت مرزهای مخزن پیش می‌رود. وقتی که فشار به پایین‌تر از فشار شبنم سیال مخزن برسد، مقداری مایع تشکیل می‌شود. مایع تجمع یافته تا هنگامی که به درصد اشباع بحرانی^۶ نفت نرسیده باشد، قابلیت جریان ندارد. میعانات به تله افتاده اطراف چاه تشکیل یک

¹ Gringarten

² Capillary Number

³ Viscous

⁴ Liquid Saturation

⁵ Relative Permeability

⁶ Critical Saturation

توده میعانی^۱ در این ناحیه می‌دهند. به دلیل پایین تر بودن تحرک پذیری^۲ مایع در مقایسه با گاز، بیشتر میعانات تولیدشده در مخزن باقی می‌مانند و توانایی تولید شدن را ندارند. در این مرحله تراوایی گاز با افزایش درصد اشباع نفت به شدت کاهش می‌یابد. کاهش تولید و نیز کاهش بازده تولید از مخزن به دلایل ذکرشده می‌تواند قابل توجه باشد.

با توجه به کارهای گذشتگان در این زمینه می‌توان در اطراف چاه، چهار ناحیه را متصور بود که به آن‌ها اشاره می‌شود.

۲-۳-۱ ناحیه اول

این ناحیه هنگامی وجود دارد که فشار ته‌چاهی از فشار نقطه شبنم گاز خروجی از ناحیه ۲ پایین تر باشد. اشباع نفت در این ناحیه به اندازه کافی بالاست که میعانات جریان یابند. ترکیب جریان مخلوط در ناحیه یک ثابت فرض می‌شود. این بدان معناست که ترکیب کلی مخلوط جریانی در این ناحیه ثابت بوده و برابر با گاز تک‌فازی است که در مرز ناحیه ۱ و ۲ قرار دارد. پس ترکیب مخلوط تولیدی با ترکیب گاز واردشده از ناحیه ۲ به ۱ مساوی است. به علاوه فشار نقطه شبنم مخلوط تولیدی از چاه برابر با فشار مرز بیرونی ناحیه یک (P^*) می‌باشد [۲۶].

مات^۳، با استفاده از مدل شبیه‌سازی شعاعی تک‌چاهی به مطالعه رفتار فاز مایع در اطراف یکی از چاه‌های مخزن گاز میعانی رقیق دریای شمال پرداخت و به این نتیجه رسید که میعانات گازی ناحیه اطراف چاه موجب افت شدید در بهره‌دهی، حتی در سیالات گاز میعانی رقیق می‌گردد [۲۷]. رابطه (۱-۲) جهت محاسبه افت فشار در این ناحیه، استفاده می‌شود.

¹ Condensate Bank

² Mobility

³ Mott

$$m(p)_{z-1} = \int_{p_{wf}}^{p^*} \left(\frac{k_{rg}}{B_{gd}\mu_g} + \frac{K_{ro}}{B_o\mu_o} \right) dp \quad (1-2)$$

۲-۳-۲ ناحیه دوم

این ناحیه در حقیقت ناحیه میانه‌ای است که میعانات در آن از ابتدای ناحیه تشکیل می‌شود. به دلیل وجود گرادیان فشار در مخزن، به محض اینکه گاز در جای اولیه به ناحیه دو وارد شود، اولین قطرات شروع به میعان می‌کنند. به همین دلیل، فشار در مرز خارجی ناحیه دو، برابر است با فشار نقطه شبنم گاز در جای اولیه. تمام میعانات تشکیل شده در این ناحیه تجمع یافته و مقدار آن کمتر از مقدار بحرانی می‌باشد، لذا در این ناحیه تراوایی و تحرک فاز نفت صفر بوده و تنها فاز گاز متحرک می‌باشد.

در حین تولید، هرچه به اطراف چاه نزدیک‌تر شویم، ترکیب گاز در حال جریان همچنان رقیق‌تر و ترکیب میعانات گازی از نظر اجزای سنگین غنی‌تر می‌شود؛ بنابراین، با نزدیک شدن به دهانه چاه، فشار کاهش یافته و درصد اشباع نفت افزایش می‌یابد. در ناحیه دوم، افت فشار از رابطه (۲-۲) به دست می‌آید:

$$m(p)_{z-2} = \int_{p^*}^{P_{dew}} \frac{K_{rg}}{B_{gd}\mu_g} dp \quad (2-2)$$

برای این ناحیه K_{rg} (تراوایی نسبی گاز) به صورت تابعی از S_C (اشباع بحرانی) اندازه‌گیری شده و از نتایج آزمون تخلیه در حجم ثابت^۱ مقادیر اشباع بعد از تصحیح برای آب به صورت تابعی از فشار اندازه‌گیری می‌شود [۲۷].

۲-۳-۲ ناحیه سوم

این ناحیه دورتر از چاه بوده و در آن فشار بالاتر از فشار نقطه شبنم سیال داخل مخزن می‌باشد. در این ناحیه تنها تک‌فاز گاز که همان گاز اولیه مخزن است حضور داشته و توانایی حرکت دارد [۲۷]. معادله افت فشار در ناحیه سوم، از رابطه (۳-۲) به دست می‌آید.

^۱ CVD (Control Volume Depletion)

$$m(p)_{z-3} = (K_{rg} @ S_{wi}) \int_{P_{dew}}^{P_r} \frac{1}{B_{gd}\mu_g} dp \quad (3-2)$$

۴-۳-۲ ناحیه چهارم

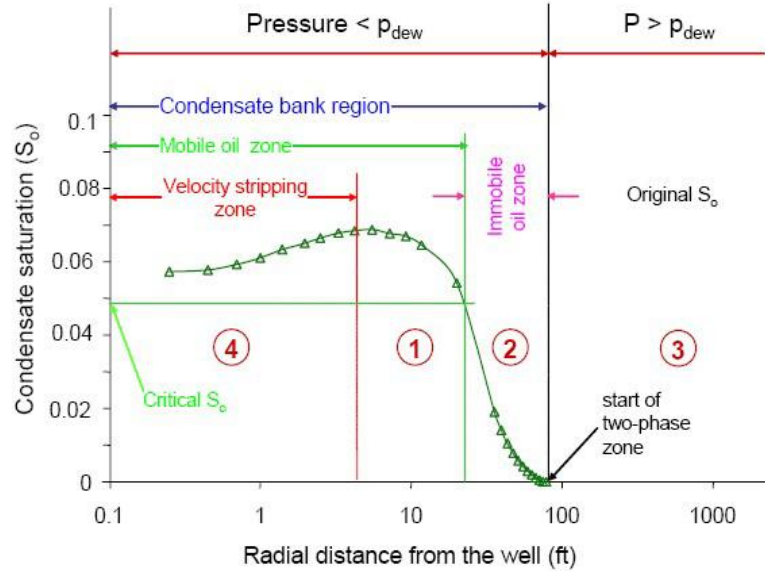
همان‌طور که اشاره شد، وجود یک ناحیه چهارم بلافاصله در اطراف چاه پیشنهاد شد. این ناحیه همان خصوصیات ناحیه اول را دارد و تنها تفاوت آن با ناحیه اول، در مقدار اشباع نفت و گاز (تراوایی نسبی نفت و گاز) می‌باشد؛ یعنی کماکان در این ناحیه ترکیب نفت و مقدار گاز به نفت ثابت می‌باشد. این ناحیه بعد از آن ثابت شد که گرینگارتن و همکاران تأثیر سرعت بالای گاز را در دبی‌های بالا در نظر گرفتند. به عقیده آن‌ها در اطراف چاه که سرعت گاز بالا می‌رود باید تأثیر عدد موئینگی لحاظ شود. این پدیده باعث می‌شود تا تراوایی مؤثر گاز وابسته به دبی باشد. افزایش تراوایی گاز با سرعت در آزمایش‌های مغزه‌گیری به اثبات رسیده است. این تأثیر، «جفت‌شدگی مثبت^۱» نامیده می‌شود. در این ناحیه عدد موئینگی به یک‌باره بالا رفته و بر تراوایی و اشباع نفت و گاز تأثیر دارد بدین‌صورت که اشباع نفت کم شده و اشباع و تراوایی نسبی گاز بیشتر می‌شود و بدین ترتیب بهره‌دهی چاه بیشتر می‌شود. توضیحات بیشتر در این مورد در قسمت‌های بعد اشاره خواهد شد. مفهوم تأثیر سرعت بر تراوایی نسبی توسط هندرسون و همکاران معرفی شد [۲۸] و بعدها توسط جامی الاحمدی و همکاران ادامه پیدا کرد [۲۹]. رابطه (۴-۲) مربوط به عدد موئینگی می‌باشد.

$$N_c = \frac{\mu v}{\phi \sigma} \quad (4-2)$$

در منابع، معمولاً ناحیه چهارم به‌صورت مجزا در نظر گرفته نشده است و جزئی از ناحیه اول به حساب می‌آید. به‌رحال در صورتی که تأثیر عدد موئینگی بر تراوایی نسبی در نظر گرفته شود، وجود این ناحیه قابل مشاهده است؛ بنابراین در این مطالعه هر جا صحبتی از ناحیه اول می‌شود، ناحیه چهارم نیز مدنظر

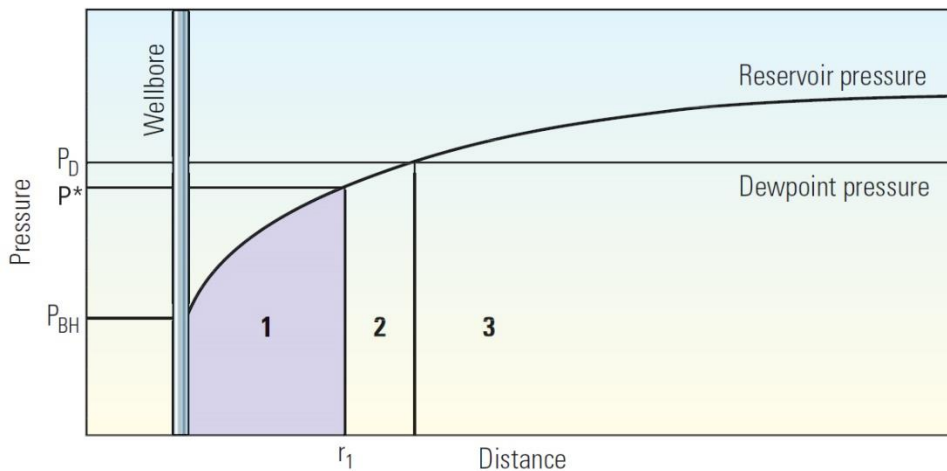
¹ Positive Coupling

است. شکل ۳-۲ نمایی از وجود چهار ناحیه جریان مختلف را در اطراف چاه گاز میعانی نشان می‌دهد. این شکل، توضیحات داده‌شده درباره وجود چهار ناحیه جریانی را تأیید می‌کند.



شکل ۳-۲ چهار ناحیه جریانی مختلف در اطراف چاه گاز [۲۸]

شکل ۴-۲ نیز افت فشار در اطراف چاه را نشان می‌دهد. فشار مخزن، فشار نقطه شبنم سیال اولیه، فشار نقطه شبنم سیال تولیدی (P^*) و فشار ته چاهی در شکل نشان داده‌شده است. در ناحیه ۱ هر دو فاز گاز و نفت متحرک هستند. مرز ناحیه ۲ شروع خروج میعانات از گاز است که البته در این ناحیه میعانات بدون تحرک می‌باشند. در ناحیه ۳ نیز تک‌فاز گاز حضور دارد.



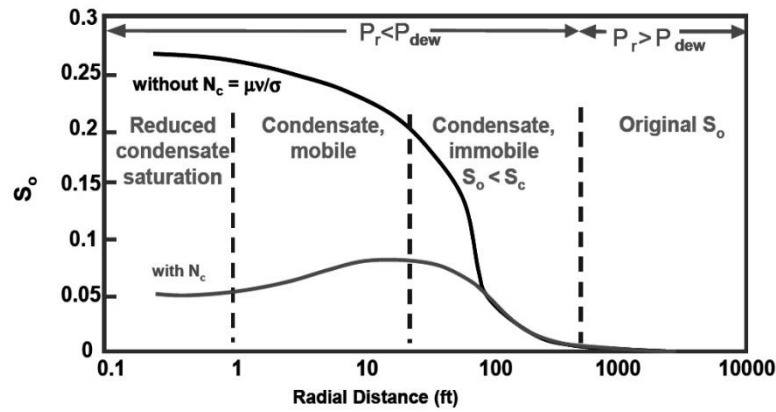
شکل ۴-۲ گرادیان فشار در اطراف چاه گاز میعانی [۲۸]

۴-۲ پارامترهای مؤثر بر جریان در مخازن گاز میعانی

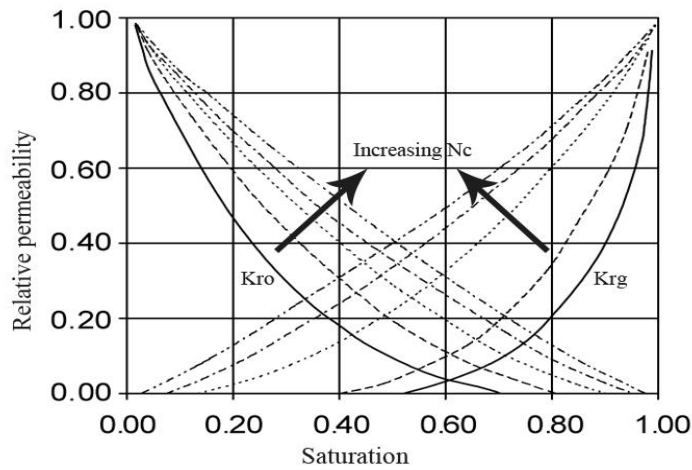
در مطالعه رفتار مخازن گاز میعانی، ناحیه نزدیک چاه مهم‌ترین ناحیه در محاسبه بهره‌دهی چاه است. درک صحیح جریان در این ناحیه و پارامترهای مؤثر بر آن بسیار حائز اهمیت است. در مخازن گاز میعانی میزان بهره‌دهی در فشار بالای نقطه شبنم دقیقاً مانند مخازن گاز خشک تابعی از تحرک‌پذیری سیال مخزن است. در فشارهای پایین‌تر از فشار نقطه شبنم، بهره‌دهی چاه‌ها به درصد اشباع میعانات و شکل نمودارهای تراوایی نسبی گاز و مایع که متأثر از جریان غیرداری و نیروهای موئینه است، وابسته می‌باشد.

۱-۴-۲ عدد موئینگی

در مخازن گاز میعانی، سرعت و فشار در هر نقطه‌ای از مخزن تعیین‌کننده مقدار عدد موئینگی است. فشار در ته چاه نسبت به دیگر نواحی اطراف آن دارای حداقل مقدار است. برای یک دبی تولیدی مشخص بالاترین سرعت در ناحیه نزدیک چاه به دلیل کاهش سطح مقطع جریانی اتفاق می‌افتد. همچنین کشش بین سطحی به دلیل کاهش فشار در نزدیکی چاه افزایش می‌یابد. به دلیل اثر این دو پدیده متضاد (دبی و کشش بین سطحی) عدد موئینگی در مخزن متفاوت خواهد بود. در بیشتر حالت‌ها افزایش سرعت گاز بیشتر از افزایش کشش بین سطحی است؛ بنابراین عدد موئینگی از نواحی دورتر به سمت چاه افزایش می‌یابد. با نزدیک شدن به چاه، افت فشار بیشتر شده و درصد اشباع میعانات نیز افزایش می‌یابد، اما در نزدیکی دهانه چاه، به دلیل سرعت بالای گاز، تراوایی گاز بیشتر شده و اشباع میعانات کاهش می‌یابد. افزایش عدد موئینگی در نزدیکی چاه دو اثر بسیار مهم دارد. اولی کاهش اشباع باقیمانده نفت است (شکل ۲-۵) و دومی تغییر شکل منحنی‌های تراوایی نسبی از منحنی‌های اشباع غیر امتزاجی به منحنی‌های امتزاجی (خط مستقیم) می‌باشد (شکل ۲-۶). در واقع با افزایش عدد موئینگی، سرعت گاز بالاتر رفته و امتزاج‌پذیری آن در نفت بیشتر می‌شود [۲۷].



شکل ۵-۲ اثر عدد موئینگی بر اشباع میعانات [۱۱]



شکل ۶-۲ اثر عدد موئینگی روی منحنی‌های نفوذپذیری نسبی [۱۱]

۲-۴-۲ جریان دارسی

قانون دارسی رابطه خطی میان گرادیان فشار و دبی را محاسبه می‌کند. این رابطه در دبی‌های بالا دقیق نیست و مقدار افت فشار از مقدار محاسبه‌شده توسط قانون دارسی بیشتر خواهد بود. فورشهایمر^۱ عبارت غیردارسی را به معادله جریان دارسی اضافه کرد تا ارتباط بین سرعت و افت فشار را در محیط متخلخل توضیح دهد [۳۰].

^۱ Forchheimer

$$\frac{dp}{dl} = \frac{\mu}{v} k + \beta \rho v^2 \quad (5-2)$$

برای جریان سیال تک‌فاز، ضریب غیرداریسی ثابت و قابل محاسبه به‌وسیله آنالیز آزمون‌های فشار چند نرخ^۱ یا معادلات تجربی است که لی^۲ و انگلر^۳ آن را به‌صورت رابطه (۶-۲) مطرح کردند [۳۰].

$$\beta = \frac{a}{k^b \phi^c} \quad (6-2)$$

در رابطه (۶-۲)، a ، b و c مقادیر ثابتی هستند که در آزمایشگاه اندازه‌گیری می‌شود.

در مورد جریان دوفازی، مانند مخازن گاز میعانی، جریان غیرداریسی باعث ریزش اضافی میعانات می‌شود زیرا حضور فاز دوم، بر روی فاز دیگر اثر می‌گذارد. روابط محدودی مانند رابطه هندرسون^۴ وجود دارد که رابطه ضریب جریان غیرداریسی (β) و درصد اشباع سیال و تراوایی را نشان می‌دهد [۳۰].

$$\beta = \frac{a}{\phi^b S_j^c (KK_r)_j^d} \quad (7-2)$$

در رابطه (۷-۲)، a ، b ، c و d ثابت‌های معادله و j نشان‌دهنده فاز می‌باشند.

۳-۴-۲ تراوایی نسبی نزدیک بحرانی

جریان چندفازی در محیط متخلخل به‌وسیله نمودارهای تراوایی نسبی توصیف می‌شود که تابع ساختار فضاهای خالی^۵ و درصد اشباع سیالات است. در سیستم‌های گاز میعانی، اگر سیال مخزن نزدیک به حالت بحرانی باشد، ترکیب اجزای مایع نزدیک به حالت گاز است. مطالعات آزمایشگاهی نشان می‌دهد که در کشش سطحی پایین، مقدار تراوایی نسبی به شدت تابع کشش بین سطحی و درصد اشباع است. همچنین افزایش تراوایی نسبی با سرعت در سیستم گاز میعانی که منجر به کاهش کشش بین سطحی می‌شود، در آزمایش‌ها به اثبات رسیده است [۲۷].

¹ Multi rate test

² Li

³ Engler

⁴ Henderson

⁵ Pore structure

سرعت بالا و کشش بین سطحی پایین، نیروهای گران‌رو^۱ را نسبت به نیروهای موئینگی افزایش داده و در حقیقت عدد موئینگی افزایش می‌یابد. اغلب در محاسبات مربوط به مدل‌های ترکیبی^۲، عدد موئینگی در سرعت‌های بالا و کشش بین سطحی کم، بر نمودار تراوایی نسبی تأثیرگذار است. هنگامی که مقدار عدد موئینگی بیشتر از مقدار آستانه آن شود، در تحرک فاز گاز و مایع، بهبود قابل توجهی ایجاد می‌شود که این مقدار آستانه برای گاز حدود 10^{-5} و برای نفت در محدوده 10^{-3} تا 10^{-5} است. معمولاً تأثیر تراوایی نسبی بر عدد موئینگی تنها در حدود ۱۰ فوتی چاه اتفاق می‌افتد و اثر مثبت آن بهبود بهره‌دهی چاه است.

معمولاً در شبیه‌سازهای تجاری برای مدل کردن تغییر تراوایی نسبی در اثر عدد موئینگی دو روش وجود دارد:

الف) روش تابع کوری^۳

در این روش تراوایی نسبی به وسیله تابع کوری، مطابق معادله (۸-۲) نشان داده می‌شود:

$$\beta = \frac{a}{\phi^b S_j^c (KK_r)_j^d} \quad (8-2)$$

در این رابطه K_r^* نقطه پایانی منحنی تراوایی نسبی^۴ است و a نیز نشان‌دهنده فاز مربوطه می‌باشد.

ب) روش میان‌یابی

در این روش، منحنی تراوایی نسبی در شرایط نزدیک بحرانی است که به صورت تابع خطی از منحنی تراوایی نسبی مربوط به حالت امتزاجی و غیر امتزاجی است و f فاکتور وزنی^۵ تابعی از عدد موئینگی است.

¹ Viscous

² Compositional Model

³ Corey Function

⁴ End Point Relative Permeability

⁵ Weighting Factor

$$K_{ra} = f_a(N_c)K_{ra(base)} + (1 - f_a(N_c))K_{r(misc)} \quad (9-2)$$

$$f = \frac{1}{(a \cdot N_c)^n + 1} \quad (10-2)$$

در رابطه (۹-۲) و (۱۰-۲)، a نشان‌دهنده فاز مربوطه، $K_{ra(base)}$ نمودار تراوایی نسبی پایه برای حالت غیر امتزاجی (نیروهای موئینگی غالب است) و $K_{r(misc)}$ تراوایی نسبی مربوط به حالت امتزاجی (نیروهای گران‌رو غالب است) می‌باشد. همچنین a و n مقادیری تجربی هستند [۱۱].

۵-۲ روش‌های کاهش میعانات تولیدشده در مخزن

در این قسمت روش‌های اصلی برای کاهش انباشت میعانات و افزایش بهره‌دهی در مخازن گاز میعانی بررسی می‌شود. بعضی مطالعات به افزایش نیروهای ویسکوز و کاهش کشش بین سطحی اشاره دارد و بعضی دیگر به تزریق گاز و کاهش مایع‌دوستی در سنگ. در ادامه به روش‌های اصلی در کاهش انباشت میعانات اشاره شده است. روش‌های مختلف تزریق گاز به دو منظور انجام می‌گیرند:

۱ - نگه‌داشتن کامل فشار و جلوگیری از کاهش آن

۲ - جلوگیری از کاهش شدید افت فشار

باید دقت شود که در روش اول فشار مخزن نمی‌افتد ولی در روش دوم، مخزن با افت فشار کمتر نسبت به حالتی که گاز به درون آن تزریق نمی‌شود، مواجه خواهد شد. معمولاً در روش اول گاز تولیدشده به درون مخزن تزریق می‌شود و تنها میعانات گازی از مخزن تولید می‌شوند و این گاز تولیدی به صورت یک چرخه به درون مخزن تزریق و از آن تولید می‌گردد.

در هر دو روش برای تزریق گاز نیاز به امکانات و تجهیزات سرچاهی می‌باشد که به نحوی موجب افزایش هزینه‌ها می‌گردد، البته لازم به ذکر است که روش نگه‌داشتن کامل فشار، موجب افزایش بهره‌وری گاز میعانی نسبت به روش نگه‌داشتن جزئی فشار می‌گردد. ولی مسلماً این روش هزینه‌های بیشتری نیز می‌طلبد چراکه برخی از این مخازن دارای فشار اشباع (نقطه شبنم) بالایی می‌باشند.

۲-۵-۱ روش چرخش گاز متان^۱

محتوای میعانات مخازن گاز میعانی، قسمت ارزشمندی به شمار می‌رود؛ اما به خاطر میعان معکوس، قسمت بزرگی از این میعانات ممکن است در مخزن باقی بماند؛ لذا روش چرخش گاز متان در بسیاری از مخازن به کار می‌رود. در این روش میعانات گازی از گاز تر تولیدی جدا شده و گاز خشک دوباره به مخزن تزریق می‌شود. گاز برگشتی موجب نگهداری فشار مخزن شده و همچنین گاز تر را به‌سوی چاه‌های تولیدی می‌راند.

به دلیل آنکه میعانات خارج‌شده به‌عنوان بخشی از حجم گاز تر محسوب می‌شود، عدم تزریق گاز خشک اضافی موجب می‌شود تا فشار مخزن به آرامی کاهش یابد و در نهایت برای تولید گاز خشک از فشار مخزن کاسته می‌شود تا گاز خشک و مقداری از میعانات باقی‌مانده که جاروب نشده است را تولید کند.

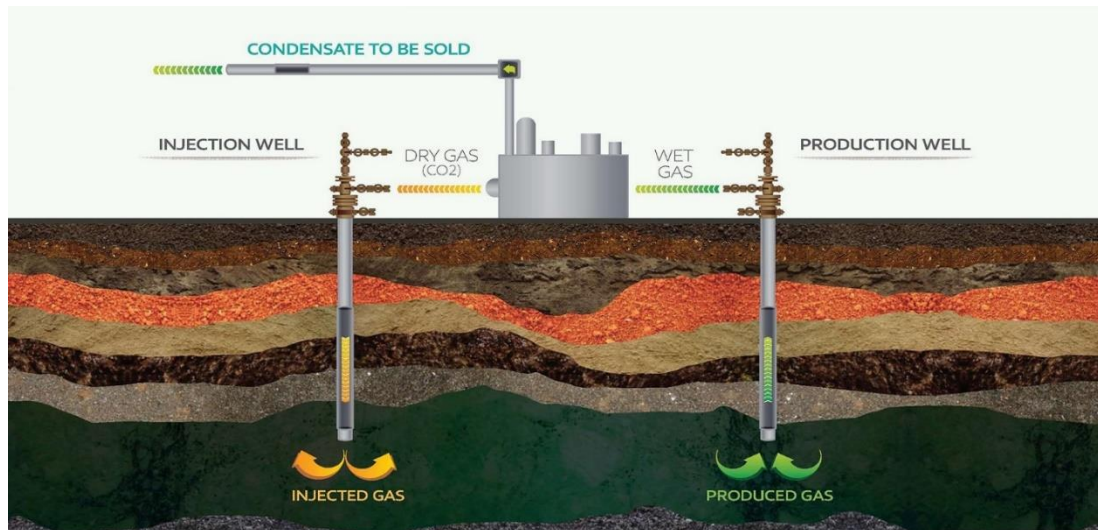
با این وجود اگرچه این روش راه‌حل ایده‌آلی به نظر می‌رسد ولی در عمل مشکلات خاص خود را نیز دارد از جمله:

- درآمد حاصل از گاز به تأخیر می‌افتد (ممکن است بین ۱۰ تا ۲۰ سال گاز تولیدی به فروش نرسد).
- چرخش گاز، هزینه‌های اضافی را تحمیل می‌کند (چاه‌های بیشتر جهت تزریق، امکانات فشرده‌سازی گاز و...).

باید در نظر داشت حتی هنگامی که فشار مخزن بالاتر از فشار نقطه‌ی شبنم نگه‌داشته می‌شود، میزان برداشت میعانات گازی باز هم کمتر از ۱۰۰٪ می‌باشد. گاز خشک قابل امتزاج با کل سیستم‌های گاز میعانی بوده و به‌صورت نرمال متان سازنده‌ی شاخص گاز خشک می‌باشد، چرخش گاز خشک یک نمونه خاص از جابجایی امتزاجی هیدروکربورها برای بهبود برداشت می‌باشد. جابجایی یک سیال با سیال قابل

^۱ Gas Recycling

امتزاج دیگر از دیدگاه میکروسکوپی بسیار مؤثر است و به صورت ایده آل ۱۰۰٪ در نظر گرفته می‌شود [۳۱]. شکل ۲-۷ نمایی از چرخش گاز متان در یک مخزن گاز میعانی را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۷ چرخش گاز متان [۳۱]

۲-۵-۲ تزریق گاز دی‌اکسیدکربن

تزریق گاز دی‌اکسیدکربن به ناحیه اطراف چاه، یکی دیگر از روش‌های نگه‌داشتن فشار و بهبود تولید مخصوصاً برای کم کردن اثر سد میعانی هست. در این روش دی‌اکسیدکربن موجب تبخیر دوباره میعانات به فاز گاز شده و نیز آن‌ها را به درون چاه‌های تولیدی می‌راند. در آزمایش‌های مدل ترکیبی که برای ارزیابی عملکرد مخازن گاز میعانی به‌کاررفته است، تأثیر تزریق گازهای غیر هیدروکربنی مانند دی-اکسیدکربن، نیتروژن و هوا برای بهبود برداشت از مخازن گاز میعانی مورد بررسی قرار گرفته است. این آزمایش‌ها نشان داد که گازهای غیر هیدروکربنی قادر به تبخیر مؤثر میعانات هستند و همچنین از بین آن‌ها، دی‌اکسیدکربن مؤثرترین گاز برای تبخیر اجزای سنگین می‌باشد [۳۱].

۲-۵-۳ تزریق گاز نیتروژن

مزیت تزریق گاز نیتروژن فراوانی آن، ارزانی نسبی و همچنین خصوصیات مطلوب تزریق از جمله ایمنی و غیر خورنده بودن آن می‌باشد. البته تزریق گاز نیتروژن مشکلات مربوط به خود را نیز دارد از جمله

اینکه فشار نقطه‌ی شب‌نم مخلوط گاز نیتروژن و گاز میعانی بالاتر از گاز میعانی اولیه بوده لذا سبب می‌شود بسیاری از میعانات از گاز خارج شوند. باین‌حال مطالعات نشان می‌دهد که تنها در محدوده‌ی منحصر به چند ده فوت بر اثر پدیده‌های پراکندگی و پخش‌شدگی، مخلوطی بین گاز میعانی و نیتروژن رخ می‌دهد. در این ناحیه فشار نقطه‌ی شب‌نم بالا می‌رود اما این ناحیه حجم کمی از مخزن را تشکیل می‌دهد و فقط میعانات مربوط به آن ناحیه از گاز میعانی جدا می‌شوند [۱۶].

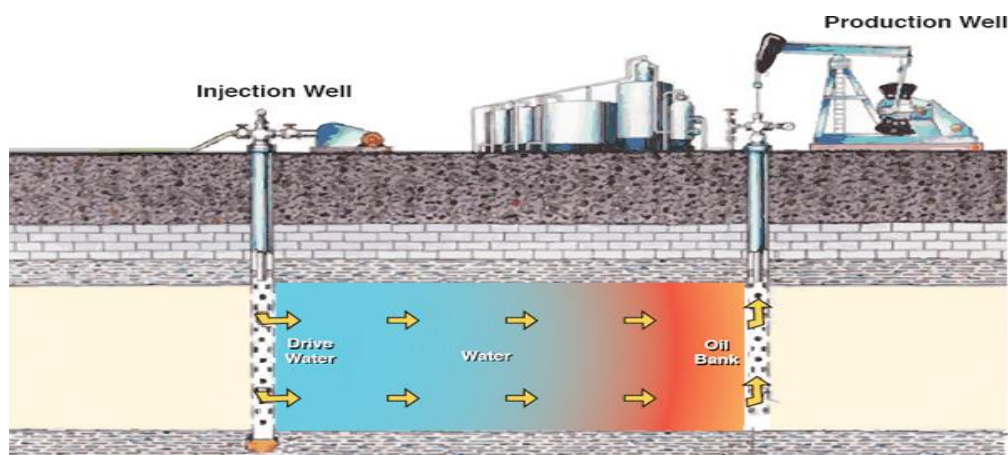
۲-۵-۴ تزریق هوا

در قسمت قبل امکان استفاده از نیتروژن برای تبخیر میعانات هیدروکربوری گفته شد تقریباً نصف هزینه‌ی نیتروژن مربوط به جداسازی آن از هوا می‌باشد. از آنجاکه ۷۹٪ هوا را گاز نیتروژن تشکیل می‌دهد پس تزریق هوا یک روش اقتصادی به نظر می‌رسد. هوا شامل ۲۰٪ اکسیژن است که یک گاز واکنش‌دهنده‌ی فعال می‌باشد؛ وجود مقدار زیاد گاز اکسیژن موجب انجام واکنش اکسیداسیون می‌شود، باین‌وجود به دلیل کمبود سوخت و همچنین پایین بودن دما احتمال وقوع اکسیداسیون در جا کم می‌باشد. وجود اکسیژن در جریان تولیدی چاه، موجب افزایش خوردگی تجهیزات و امکانات می‌گردد [۳۱].

۲-۵-۵ سیلاب‌زنی^۱

سیلاب‌زنی می‌تواند یک روش برای نگه‌داشتن فشار مخزن باشد به شرطی که یک سفره‌ی آب زیرزمینی فعال زیر ناحیه گازی وجود داشته باشد. سیلاب‌زنی بالای فشار نقطه‌ی شب‌نم برای مخازن غنی گاز میعانی گزینه‌ی مناسبی برای بالا بردن برداشت میعانات گازی است [۱۶]. شکل ۲-۸ نمایی از فرآیند سیلاب‌زنی در مخزن گاز میعانی می‌باشد.

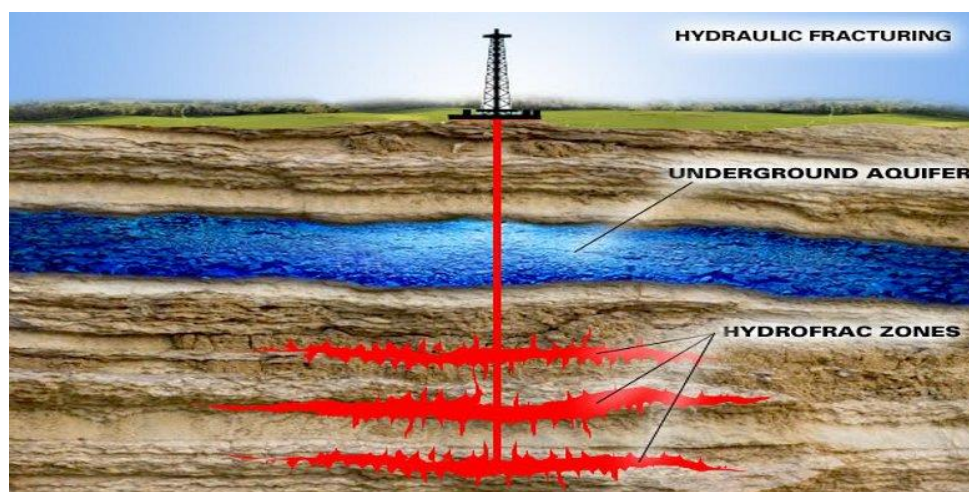
¹ Water Flooding



شکل ۸-۲ سیلاب‌زنی [۱۶]

۶-۵-۲ شکاف‌دهی هیدرولیکی^۱

شکاف‌دهی هیدرولیکی به‌عنوان یک روش مؤثر برای بهبود بهره‌دهی در مخازن گاز میعانی شناخته‌شده است. ولی این روش همیشه قابلیت انجام یا صرفه اقتصادی ندارد. این روش با افزایش تحویل‌دهی چاه سبب افزایش فشار ته چاهی می‌شود و در نتیجه تشکیل میعانات گازی را کاهش داده یا از تشکیل آن‌ها جلوگیری می‌کند [۳۱]. شکل ۹-۲ نمایی از ایجاد شکاف هیدرولیکی در مخزن جهت افزایش بهره‌دهی چاه است.

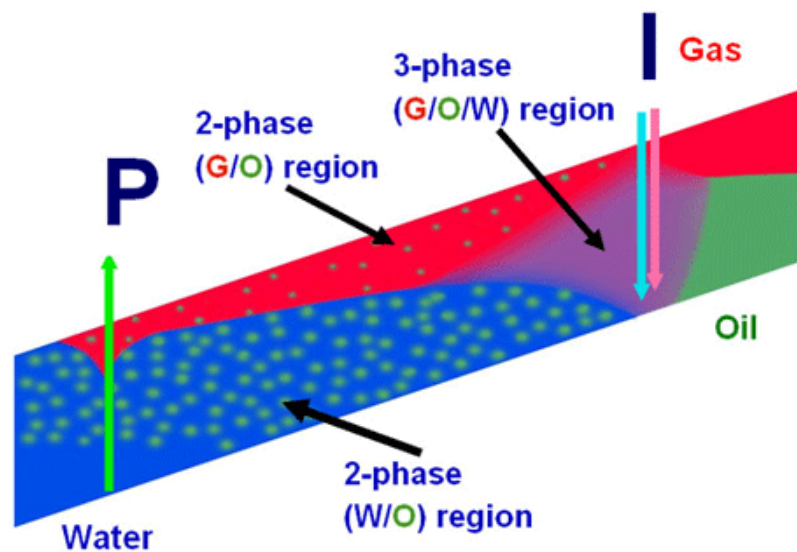


شکل ۹-۲ شکاف هیدرولیکی [۳۱]

¹ Hydraulic Fracturing

۲-۵-۷ فرآیند تزریق متناوب آب و گاز^۱

این فرآیند یکی از روش‌های بهبود بازدهی جاروب در مخازن شکافدار گاز میعانی است که در مطالعات شبیه‌سازی مورد استفاده قرار می‌گیرد. در مطالعات فرآیند تزریق متناوب آب و گاز نشان داده شده است که بازدهی جاروب^۲ و برداشت نهایی با تزریق یک حجم از فضای متخلخل نسبت به روش تزریق گاز خشک بهبود یافته است (در مخازنی که شامل ناحیه با نفوذپذیری بالا، یا به عبارتی شکافدار باشند) افزایش بازدهی جاروب در ابتدا به خاطر این است که آب با لزجت بالا، تمایل دارد که به ناحیه شکاف برود بنابراین گاز را مجبور به حرکت در ماتریکس می‌کند. با به‌کارگیری این روش در مخازن شکافدار گاز میعانی نسبت به روش‌های معمول به‌طور قابل‌ملاحظه‌ای مقدار میعانات گازی به‌دست‌آمده، افزایش می‌یابد [۳۱]. شکل ۲-۱۰ نمایی از تزریق متناوب آب و گاز در یک مخزن شکافدار را نشان می‌دهد.



شکل ۲-۱۰ فرآیند تزریق متناوب آب و گاز [۳۱]

^۱ WAG (Water Alternative Gas)

^۲ Sweep efficiency

۲-۵-۸ حفاری افقی در مخزن

با انجام عملیات حفاری افقی در این گونه مخازن ناحیه تولیدی و تحویل‌دهی چاه افزایش یافته و در نتیجه مقدار افت فشار کاهش می‌یابد و فشار مخزن دیرتر به فشار نقطه‌ی شبنم می‌رسد و از تشکیل میعانات جلوگیری خواهد کرد [۳۲].

۲-۵-۹ تغییر ترشوندگی^۱ سنگ مخزن

به‌منظور بهره‌وری بهتر در مخازن گاز میعانی، روش تغییر ترشوندگی (توسط مواد شیمیایی) در منطقه اطراف چاه در نظر گرفته شده است. این روش، ترشوندگی منطقه مورد مطالعه را برای کاهش اشباع مایع و افزایش نفوذپذیری نسبی گاز تغییر خواهد داد.

تغییر ترشوندگی سنگ مخزن از حالت مایع‌دوست به گاز‌دوست یکی از روش‌های مؤثر به‌منظور رفع پدیده انسداد میعانی می‌باشد. طی دو دهه اخیر برای تغییر ترشوندگی سنگ مخزن، محلول‌های شیمیایی با فرمولاسیون حاوی مواد پلیمری و سورفکتانت‌ها پیشنهاد شده است که این مواد اولاً بنا به تأیید صریح ارائه‌دهندگان آن بسیار گران‌قیمت بوده و از لحاظ اقتصادی برای کاربردهای کلان به‌هیچ‌وجه به‌صرفه نیستند. ثانیاً از لحاظ عملیاتی قابل استفاده در مخازن واقعی نمی‌باشند. به این دلیل که مواد پلیمری با سورفکتانت‌ها تنها یک لایه پوشش سطحی سست روی سطح خلل و فرج ایجاد می‌کنند که باعث تغییر زاویه تماس مایعات روی سنگ می‌شوند. اما در عمل بر اثر عبور یک جریان غیرداری و با سرعت بالای مایع از روی سنگ، این پوشش از روی سطح سنگ جدا شده و به تدریج کاملاً شسته می‌شود و از بین می‌رود. بنابراین سنگ خاصیت گاز‌دوستی خود را مجدداً از دست می‌دهد. در نتیجه به‌کارگیری مواد شیمیایی پلیمری و سورفکتانت‌ها یک راه‌حل موقت و غیر دائم برای تغییر ترشوندگی سنگ جهت رفع پدیده انسداد میعانی مخازن گاز میعانی تلقی می‌گردد که از لحاظ اقتصادی نیز به‌کارگیری آن‌ها قابل توجیه نیست.

¹ Wettability

استفاده از نانوذرات به‌عنوان ماده مؤثر برای تغییر ترشوندگی سنگ مخزن راه‌حلی مناسب برای رفع مشکلات عنوان‌شده تلقی می‌شود. چراکه نانوذرات با امکان نفوذ درون خلل و فرج سنگ، می‌تواند خاصیت ترشوندگی سنگ را به‌طور دائم تغییر دهد، ضمن اینکه اثربخشی مقادیر کم آن‌ها موجبات اقتصادی بودن فرآیند را نیز مهیا می‌کند [۳۳].

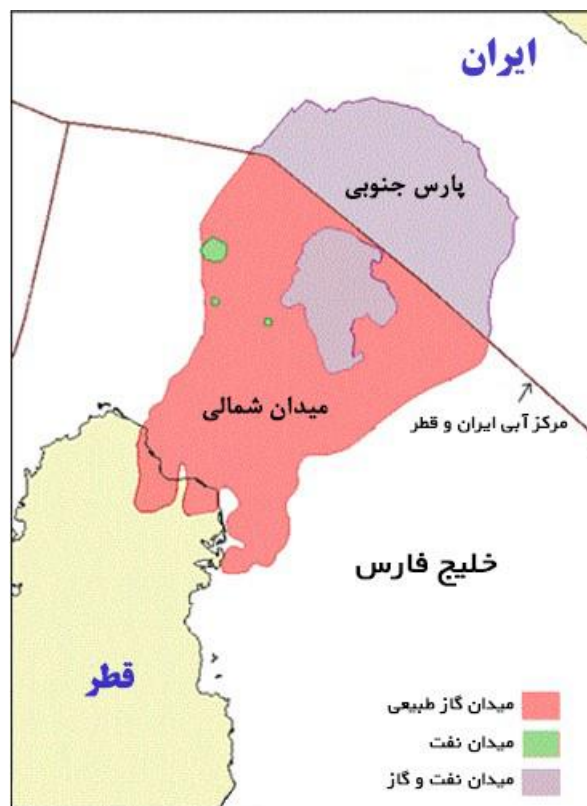
۳ فصل سوم

معرفی مدل مخزن

۱-۳ مخزن مورد مطالعه

در این تحقیق، مخزن گازی پارس جنوبی جهت مطالعه و بررسی انتخاب شده است. پارس جنوبی بزرگ‌ترین میدان گاز میعانی کشور است که در ۱۰۰ کیلومتری جنوب بندر عسلویه در خلیج فارس واقع شده است؛ که ۴۵۹ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی و بیش از ۴ میلیارد بشکه میعانات گازی را داراست.

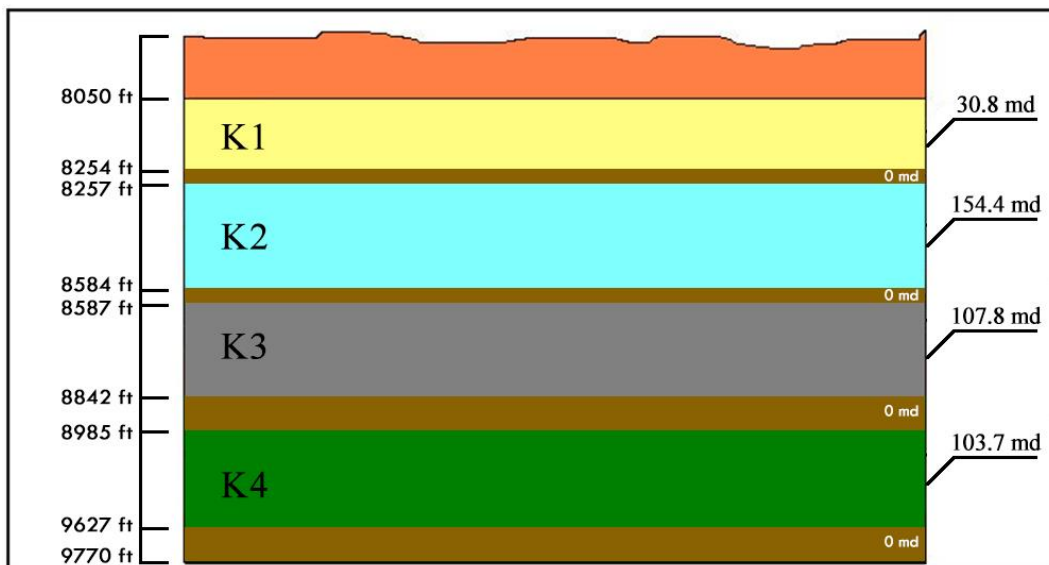
پارس جنوبی گسترشی از میدان عظیم شمالی قطر است. پارس جنوبی در خلیج فارس واقع شده و وسعتی بالغ بر ۹۷۰۰ کیلومترمربع داشته که ۳۷۰۰ کیلومترمربع از آن در ایران قرار دارد. این میدان علاوه بر گاز لایه‌های نفتی را نیز در خود دارد. پروژه‌های توسعه‌ای این میدان شامل ۲۴ فاز است [۳۴]. شکل ۱-۳ موقعیت میدان پارس جنوبی را در خلیج فارس نشان می‌دهد. این میدان دارای ذخیره عظیمی از گاز در سازندهای دالان و کنگان (معادل سازند خوف) می‌باشد.



شکل ۱-۳ موقعیت میدان پارس جنوبی [۳۴]

مخزن مورد مطالعه، شامل چهار لایه زمین‌شناسی طبقه‌بندی‌شده از جنس سنگ کربناته و به نام K1، K2، K3 و K4 است. ضخامت هریک از لایه‌ها به ترتیب ۲۰۴، ۳۲۷، ۲۵۵ و ۶۴۵ فوت است. لایه‌های K1 و K2 معادل سازند کنگان و K3 و K4 معادل بخش دالان بالایی است. سنگ آهک^۱ و دولومیت^۲ به همراه مقداری شیل^۳، رس^۴ و انیدریت^۵ میان‌لایه‌ای، ترکیب زمین‌شناسی این مخزن را تشکیل می‌دهد [۳۵].

لایه‌های K1 و K2 توسط لایه‌ای به ضخامت ۳ فوت از انیدریت از هم جدا شده‌اند. لایه‌های K2 و K3 نیز با ترکیبی از انیدریت و مادستون^۶ به ضخامت ۳ فوت از هم جدا شده است. لایه جداکننده K3 و K4 از جنس انیدریت و به ضخامت ۱۴۳ فوت است. شکل ۲-۳ موقعیت لایه‌های مخزنی به همراه تراوایی افقی آن‌ها را نشان می‌دهد. در این مخزن، تراوایی مطلق در جهت x برابر با تراوایی مطلق در جهت y است؛ در حالی که تراوایی مطلق عمودی ۰٫۱ تراوایی مطلق در جهت افقی است [۳۵].



شکل ۲-۳ لایه‌بندی مخزن مورد مطالعه

- ¹ Limestone
- ² Dolomite
- ³ Shale
- ⁴ Claystone
- ⁵ Anhydrite
- ⁶ Mudstone

سقف مخزن در عمق ۸۰۵۰ فوتی از سطح زمین است و ضخامت کل مخزن مورد مطالعه ۱۷۲۰ فوت است. مطابق جدول ۱-۳، بیشترین تخلخل متعلق به لایه‌های K2 و K4 است [۳۵]. جدول ۲-۳ شامل اطلاعات مربوط به تراوایی نسبی سیالات مخزن است.

جدول ۱-۳ اطلاعات سنگ مخزن [۳۵]

8.55	تخلخل لایه K1 (%)
10.35	تخلخل لایه K2 (%)
7.65	تخلخل لایه K3 (%)
9.65	تخلخل لایه K4 (%)
30.8	تراوایی مطلق افقی لایه K1 (md)
154.4	تراوایی مطلق افقی لایه K2 (md)
107.8	تراوایی مطلق افقی لایه K3 (md)
103.7	تراوایی مطلق افقی لایه K4 (md)
5×10^{-6}	تراکم‌پذیری سنگ مخزن ($1/psi$)
240	دمای مخزن (F)
8050	عمق سقف مخزن (ft)

جدول ۲-۳ اطلاعات تراوایی نسبی سیالات مخزن [۳۵]

0.2	اشباع آب همزاد (S_{wc})
0.2	اشباع باقی‌مانده نفت نسبت به آب (S_{orw})
0.2	اشباع باقی‌مانده نفت نسبت به گاز (S_{orw})
0.1	اشباع بحرانی گاز (S_{gc})
0.5	تراوایی نسبی آب در $S_g = 0$ و $S_w = 1 - S_{orw}$
0.33	تراوایی نسبی گاز در $S_o = S_{org}$ و $S_w = S_{wc}$
0.9	تراوایی نسبی نفت در $S_g = 0$ و $S_w = S_{wc}$

مطالعات و ارزیابی‌های انجام‌شده روی سازند کنگان و دالان از منطقه پارس جنوبی نشان می‌دهد که بخش مخزنی K4 از دالان با توجه به حجم شیل پایین، تخلخل و تراوایی مناسب، اشباع آب کم و همچنین ضخامت زیاد لایه، نسبت ضخامت خالص به ناخالص^۱ آن بیشتر از سایر لایه‌ها بوده و در نتیجه از استعداد مخزنی بالاتری برخوردار است [۳۴].

۳-۱-۱ فرضیات در نظر گرفته‌شده در مدل

برای ایجاد مدل موردنظر در نرم‌افزار شبیه‌ساز، فرضیه‌های زیر در نظر گرفته‌شده است:

- با توجه به اینکه هدف اصلی پایان‌نامه، بررسی روش‌های کاهش سد میعانی در مخزن و افزایش تولید مخازن گاز میعانی است و با عنایت به این موضوع که بیشترین افت فشار و در نتیجه بیشترین اشباع میعانات در اطراف چاه تولیدی اتفاق می‌افتد، تأثیر سناریوهای مختلف در اطراف چاه تولیدی بررسی می‌شود؛ بنابراین از پیچیدگی‌های ساختاری و زمین‌شناسی مخزن که صرفاً باعث افزایش زمان اجرای برنامه شبیه‌ساز می‌شوند، صرف‌نظر شده است.
- فقط از یک چاه تولیدی استفاده می‌شود تا بتوان جریان در اطراف چاه را به‌طور کامل و بدون تداخل تأثیر از چاه‌های دیگر بررسی کرد.
- مدل هم‌دما است بنابراین ترکیب سیال در همه جای مخزن، قبل از شروع تولید ثابت است.

۳-۱-۲ مدل استاتیک مخزن

مدل تعریف‌شده به‌صورت مکعبی و در عمق ۸۰۵۰ فوتی بوده و در کل دارای ۵۱۵۹۷ گرید^۲ است. ۶۳ گرید در جهت‌های X و Y و ۱۳ گرید در جهت Z تعریف‌شده است. جدول ۳-۳ شامل تعداد و ابعاد گریدهای مدل مخزن است.

¹ NET/GROSS

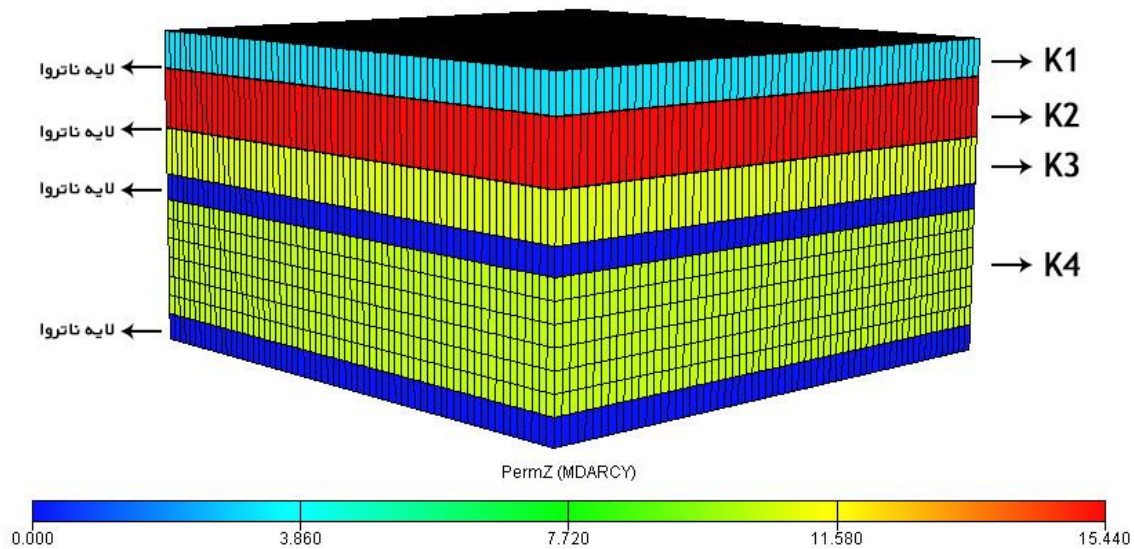
² Grid

جدول ۳-۳ تعداد و ابعاد گریدهای مدل مخزن

جهت	تعداد گريد	شماره گريد	طول گريد (ft)
X	۶۳	۶۳-۱	۱۰۰
Y	۶۳	۶۳-۱	۱۰۰
Z	۱۳	۱	۲۰۴
		۲	۳
		۳	۳۲۷
		۴	۳
		۵	۲۵۵
		۶	۱۴۳
		۱۲-۷	۱۰۷,۵
		۱۳	۱۴۳

با توجه به اینکه لایه‌ی K4 دارای بیشترین استعداد مخزنی است، تکمیل چاه‌های تولیدی و نیز تزریق چاه‌های تزریقی سناریوهای موردبررسی، صرفاً در این لایه صورت می‌گیرد. به همین علت در راستای عمودی از سقف تا کف مخزن، برای هر یک از لایه‌های K1، K2، K3 و نیز لایه‌های ناتراوا یک گريد اختصاص داده شده است و برای لایه مخزنی K4 شش گريد با شماره‌های ۷ تا ۱۲ در نظر گرفته شده است. این عمل دقت محاسبات شبیه‌سازی در لایه موردنظر و از طرفی زمان اجرای برنامه را افزایش خواهد داد.

فشار اولیه لایه مخزنی K4 ۴۳۰۰ پام است. شکل ۳-۳ مدل استاتیک مخزن، قبل از شروع تولید را نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود، بیشترین گريدبندی و جزئیات متعلق به لایه K4 است.



شکل ۳-۳ مدل استاتیک مخزن قبل از شروع تولید

۳-۱-۳ مدل سیال

اطلاعات مدل سیال استفاده شده متعلق به لایه مخزنی K4 از سازند دالان پارس جنوبی بوده که دارای ۱۲ جزء می باشد. در جدول ۳-۴، ترکیب سیال مخزن و در جدول ۳-۵ اطلاعات آب همزاد آورده شده است.

جهت رسم نمودارهای فاز و ایجاد مدل سیال مخزن، بر اساس پیشنهادهای موجود در برخی منابع، از معادله پارامتری پنگ رابینسون^۱ استفاده شده است [۱۵]. پارامترهایی که برای کالیبراسیون در PVTi مورد استفاده قرار گرفت شامل Volume shift و Binary interaction مربوط به C_6 می باشد.

¹ Peng Robinson

جدول ۳-۴ ترکیب سیال لایه مخزنی [۳۵]

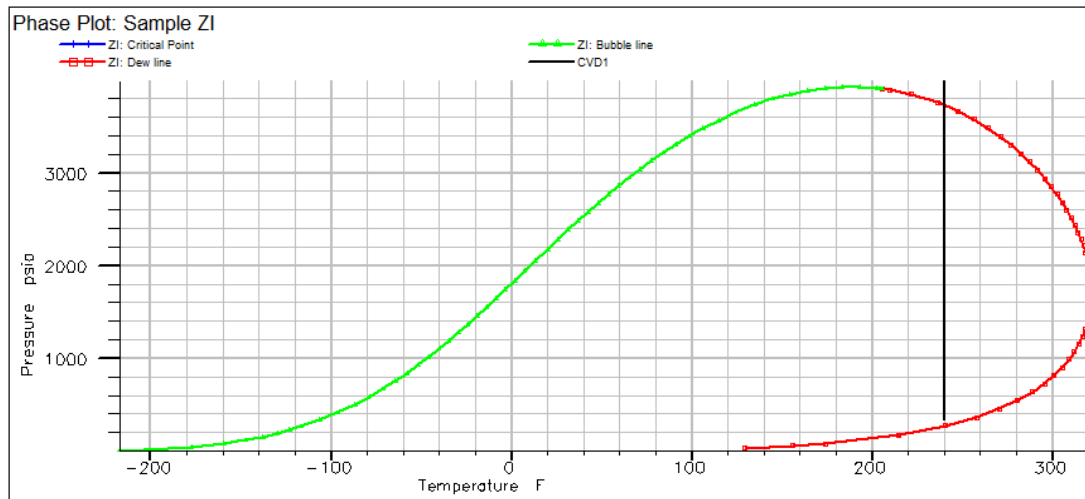
Row	Component	ZI (percent)	Weigh fraction (percent)	Mole weight	Specific Gravity	T_c (R)	P_c (Psia)
1	N ₂	1.8798	1.6847	28.014	0.5612	227.160	492.3152
2	CO ₂	1.1724	0.60177	16.043	0.53564	547.560	1069.8675
3	C ₁	63.941	32.819	16.043	0.53564	343.080	667.1975
4	C ₂	8.4202	8.1005	30.07	0.56559	549.720	708.3463
5	C ₃	5.7265	8.0789	44.097	0.59554	665.640	615.7617
6	IC ₄	2.3158	4.3064	58.124	0.62548	734.580	529.0554
7	C ₄	2.6937	5.0091	58.124	0.62548	765.360	551.0992
8	IC ₅	1.5212	3.5116	72.151	0.65543	828.720	490.8457
9	C ₅	1.0852	2.5051	72.151	0.65543	845.280	489.3760
10	C ₆	1.7538	4.8354	86.178	0.69172	913.320	430.5921
11	PC1 – SPE2	7.2112	20.552	89.08	0.70066	1013.052	368.5090
12	PC2 – SPE2	2.2794	7.9962	109.65	0.7486	1434.521	220.5720

جدول ۳-۵ خواص آب همزاد سنگ مخزن [۳۵]

Water Compressibility (1/psi)	2.64×10^{-6}
Water FVF (bbl/stb)	1.0375
Water Density (lb/cuft)	62.37
Water Viscosity (cp)	0.65

تعیین فشار نقطه شبنم مخزن پارامتر بسیار مهمی است چراکه مرز عبور سیال از حالت تک‌فاز به دوفازی است. دمای مخزن در مدل ساخته شده °F ۲۴۰ است و بنابراین با توجه به نمودار فازی سیال که در شکل ۳-۴ رسم شده است، فشار شبنم سیال در این دما برابر با ۳۴۹۰ پام است. خط عمودی

مشکی‌رنگ در نمودار فازی سیال، مربوط به آزمایش CVD^۱ است. در این آزمایش، ترکیب سیال با افت فشار در شرایط حجم ثابت محاسبه می‌شود. با توجه به خط آزمایش CVD ملاحظه می‌شود که سیال در شرایط فشار و دمای اولیه مخزن (۴۳۰۰ psi و ۲۴۰ °F) در حالت تک‌فاز گاز است و در شرایط بحرانی وجود دارد به‌نحوی که اگر فشار آن کمتر از ۳۴۹۰ پام شود، میعان‌ات از آن جدا خواهد شد.



شکل ۳-۴ نمودار فازی سیال مخزن

فشار امتزاجی مربوط به هر یک از گازهای تزریقی در جدول ۳-۶ آورده شده است. فشار امتزاجی به‌وسیله‌ی شبیه‌سازی اسلیم تیوب^۲ در نرم‌افزار Eclipse به‌دست آورده شده است. صحت‌سنجی این فشارها نیز به‌وسیله‌ی آزمایش‌های اجراشده بر روی سیال گازهای تزریقی واقعی که در اسلیم تیوب صورت گرفته است [۱۵]، انجام‌شده است.

جدول ۳-۶ فشار امتزاجی گازهای تزریقی

Gas type	Minimum miscibility pressure (psi)
Nitrogen	3385
Carbon dioxide	3150
Methane	3050

¹ Constant Volume Depletion

² Slim Tube

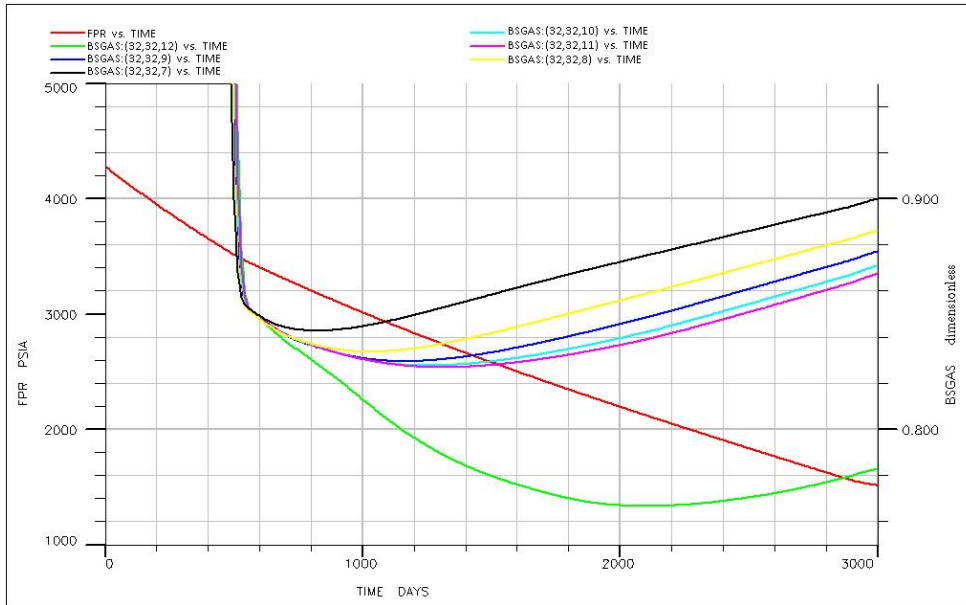
۲-۳ تولید طبیعی از مخزن

تولید از مخزن از تاریخ ۲۰۱۴/۲/۱ به مدت ۳۰۰۰ روز معادل ۸ سال و دو ماه به صورت تخلیه طبیعی^۱ یا تولید از مخزن به وسیله فشار خود مخزن با دبی تولید روزانه ۶,۵ MMscf از یک چاه تولیدی در مرکز مخزن انجام می‌گیرد. این روش تولید در دسته‌ی بازیافت اولیه^۲ قرار می‌گیرد که اختلاف فشار بین فشار مخزن و دهانه‌ی چاه سبب انبساط گاز مخزن شده و گاز از مخزن تولید خواهد شد. با توجه به اینکه فشار اولیه‌ی مخزن ۴۳۰۰ psi و فشار نقطه‌ی شبنم ۳۴۹۰ psi می‌باشد در ابتدا هیچ‌گونه مشکلی در تولید به وجود نمی‌آید؛ اما پس از افت فشار مخزن که ناشی از کاهش گاز موجود به دلیل تولید می‌باشد، فشار مخزن به پایین‌تر از فشار نقطه شبنم می‌رسد و با توجه به نمودار فازی سیال مخزن میعان‌های گازی تشکیل خواهد شد که بیش‌ترین مقدار این میعان‌ها در اطراف چاه‌های تولیدی به وجود می‌آید (شکل ۳-۶)؛ چراکه بیشترین افت فشار مربوط به دهانه‌ی چاه و اطراف چاه‌های تولیدی است. تشکیل میعان‌های گازی در داخل مخزن از چند نظر مطلوب نیست از جمله:

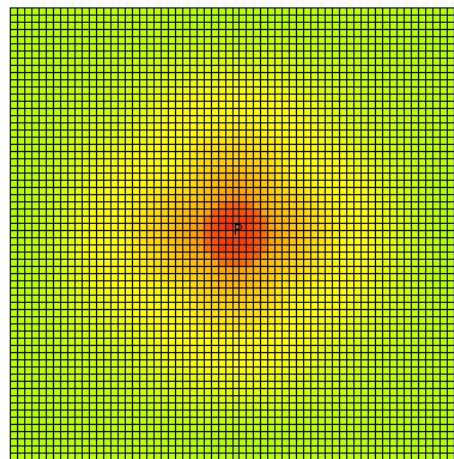
- کاهش تراوایی نسبی گاز
 - کاهش تولید گاز
 - به دام افتادن میعان‌های گازی با ارزش در داخل مخزن
- همان‌طور که در شکل ۳-۵ قابل ملاحظه است، پس از ۵۶۰ روز تولید و افت فشار مخزن به زیر فشار نقطه شبنم، اشباع گاز کاهش می‌یابد و این کاهش اشباع، کاهش تولید را به دنبال دارد. همچنین پایین‌ترین گرید لایه مخزنی بیشترین اشباع میعان‌های تولیدی را خواهد داشت چراکه به دلیل نداشتن جریان سیال از گرید پایین‌تر، بیشترین افت فشار را متحمل می‌شود.

¹ Natural depletion

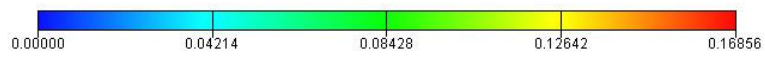
² Primary recovery



شکل ۳-۵ نمودار اشباع گاز در گرید چاه تولیدی در حالت تولید طبیعی از مخزن



OilSat



شکل ۳-۶ اشباع میعانات از نمای بالای مخزن، بعد از ۳۰۰۰ روز تولید طبیعی

۴ فصل چهارم

بررسی سناریوهای مختلف و نتایج

به منظور رفع مشکل تولید از مخازن گاز میعانی و جلوگیری از به دام افتادن میعانات بارزش و دستیابی به آن‌ها در سطح و همچنین رسیدن به میزان تولید مد نظر همان گونه که در فصل‌های قبل گفته شد، روش‌های مختلف ازدیاد برداشتی وجود دارد که می‌تواند در رسیدن به این مهم کمک‌کننده باشد. در این پایان‌نامه به بررسی تأثیر نوع چاه (عمودی، افقی و جهت‌دار)، دبی تولیدی، روش‌های تزریق گاز امتزاجی دی‌اکسید کربن و نیتروژن و بازگردانی گاز تولیدی به مخزن در زمان‌های متفاوت و الگوهای متفاوت تزریق پرداخته خواهد شد.

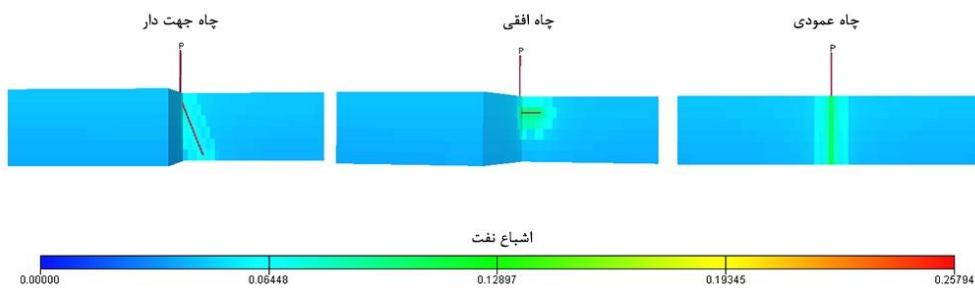
شایان ذکر است یکی از مسائل اصلی پرداخته شده به آن، انتخاب زمان صحیح تزریق و مشاهده‌ی نتیجه‌ی آن می‌باشد. بدین گونه که دو زمان متفاوت برای تزریق گاز و یا بازگردانی گاز به مخزن در نظر گرفته شده است:

- ۱- تزریق گاز و بازگردانی گاز تولیدی به مخزن پس از تشکیل میعانات شروع شود.
- ۲- تزریق گاز و بازگردانی گاز تولیدی به مخزن از همان ابتدای تولید شروع شده و مانع تشکیل میعانات گازی در مخزن شود.

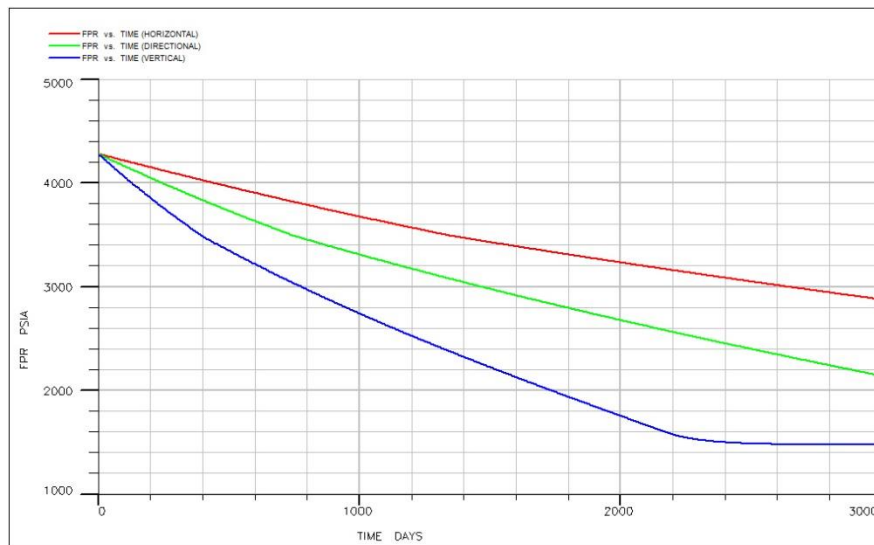
۱-۴ نوع چاه تولیدی

شکل ۱-۴ برشی از مدل مخزن برای سه نوع چاه تولیدی عمودی، افقی و جهت‌دار در لایه مخزنی K4 را نشان می‌دهد.

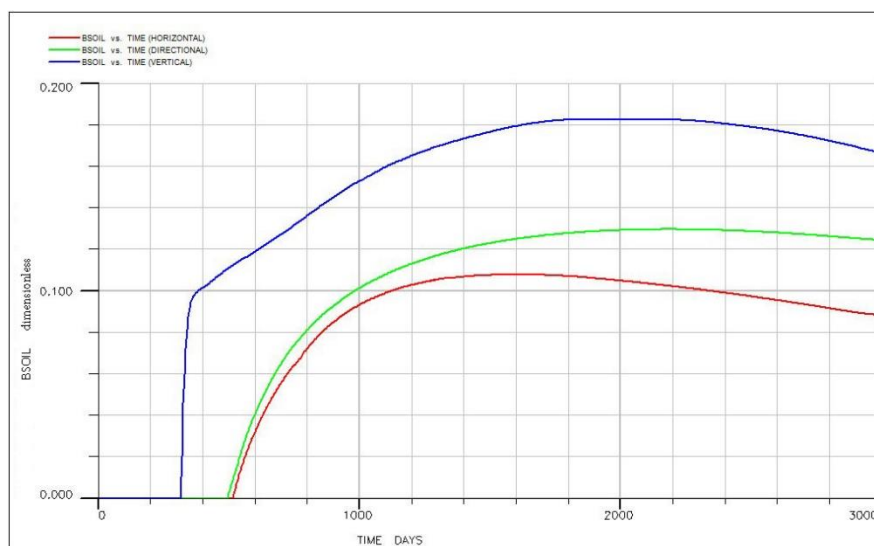
با شروع تولید طبیعی از چاه‌ها افت فشار در مخزن اتفاق می‌افتد اما همان‌طور که در نمودار شکل ۲-۴ قابل مشاهده است، کمترین شدت و میزان افت فشار مربوط به چاه افقی است چراکه بیشترین سطح تماس با سنگ مخزن را دارد. به همین دلیل است که نه تنها اشباع میعانات جدا شده از گاز در اطراف چاه افقی کمتر است، بلکه فشار مخزن دیرتر به فشار نقطه شبنم رسیده و تولید میعانات در مخزن به تعویق می‌افتد. نمودار شکل ۳-۴ بیانگر این موضوع است.



شکل ۱-۴ برشی از مدل مخزن، برای سه چاه تولیدی عمودی، افقی و جهت دار



شکل ۲-۴ نمودار افت فشار برای سه چاه تولیدی عمودی، افقی و جهت دار



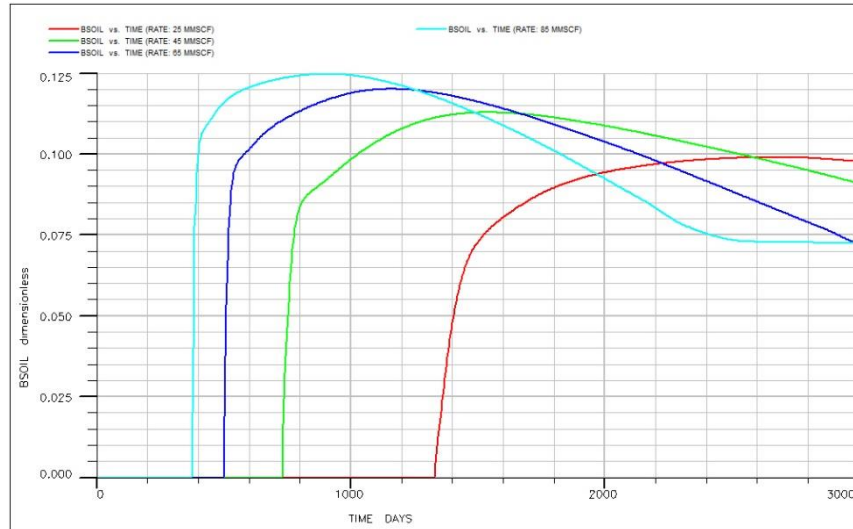
شکل ۳-۴ نمودار اشباع میعانات برای سه چاه تولیدی عمودی، افقی و جهت دار

۲-۴ نرخ تولید^۱

برای بررسی تأثیر نرخ تولید بر میزان اشباع میعانات تولیدی در مخزن، از یک چاه تولیدی با چهار دبی متفاوت و البته ثابت برای ۳۰۰۰ روز تولیدشده است. دبی‌های تولیدی عبارت‌اند از ۲۵، ۴۵، ۶۵ و ۸۵ میلیون فوت مکعب گاز در روز. از آنجایی که مخزن به صورت طبیعی تخلیه می‌شود و هیچ ساپورتی از قبیل آبد، چاه‌های تزریقی و ... ندارد، هرچه با دبی بیشتری تولید انجام شود میزان و شدت افت فشار بیشتر خواهد بود. به همین دلیل، همان‌طور که در نمودار شکل ۴-۴ قابل ملاحظه است، نه‌تنها بیشترین اشباع میعانات مربوط به بیشترین دبی تولیدی (۸۵ میلیون فوت مکعب گاز در روز) است، بلکه برای این دبی تولیدی میعانات زودتر از همه شروع به تولید کرده است (بعد از ۳۷۰ روز از شروع تولید).

نکته دیگری که می‌توان از شکل ۴-۴ استنباط کرد این است که برای دبی تولیدی ۸۵ میلیون فوت مکعب در روز، بعد از ۱۰۰۰ روز تولید، اشباع میعانات تولیدی در اطراف چاه شروع به کاهش کرده و حتی به تدریج از اشباع میعانات سایر دبی‌های تولیدی کم‌تر شده است. علت این اتفاق در اثر پدیده جفت‌شدگی مثبت است که در سرعت‌های بالای سیال اتفاق می‌افتد و قبلاً به آن پرداخته شده است. پس می‌توان گفت که دبی تولیدی زیاد از مخازن گاز میعانی هم باعث می‌شود میعانات زودتر تشکیل شود و هم به علت سرعت بالای سیال، اشباع میعانات پس از مدتی کاهش یابد؛ بنابراین برای کاهش اشباع میعانات تولید در مخازن گاز میعانی به منظور رفع مشکلات تولید از این مخازن می‌بایست با در نظر گرفتن پارامترهای مختلف دیگر از جمله شرایط مخزن، ویژگی‌های سیال، پارامترهای اقتصادی و ... به محاسبه دبی بهینه تولید از مخازن گاز میعانی پرداخت که در بحث این پایان‌نامه نمی‌گنجد.

¹ Production rate



شکل ۴-۴ نمودار تغییر اشباع میعانات برای دبی‌های مختلف تولیدی

۳-۴ تزریق گاز در گوشه^۱ مخزن (فاصله‌ی ۴۳۸۴ فوتی از چاه تولیدی)

در این قسمت نتایج به دست آمده از تزریق گازهای دی‌اکسید کربن و نیتروژن و نیز بازگردانی گاز تولیدی به مخزن در چاه‌های مختلف تولیدی بررسی می‌شود.

در این شبیه‌سازی از مدل پنج نقطه‌ای^۲ استفاده شده است به این صورت که مدل دارای یک چاه تولیدی و ۴ حلقه چاه تزریقی می‌باشد. مکان چاه‌ها و فاصله‌ی آن‌ها از یکدیگر نیز خود می‌تواند یکی از پارامترهای تأثیرگذار در کاهش میعانات گازی باشد که به این نکته نیز پرداخته شده است. در ابتدا حالت‌های تزریق گازهای مختلف در چاه‌های تزریقی با مکان‌های متفاوت بعد از ایجاد میعانات بررسی می‌شود و در حالت دوم در ابتدا حالت‌های تزریق گازهای مختلف در چاه‌های تزریقی با مکان‌های متفاوت قبل از ایجاد میعانات بررسی می‌شود.

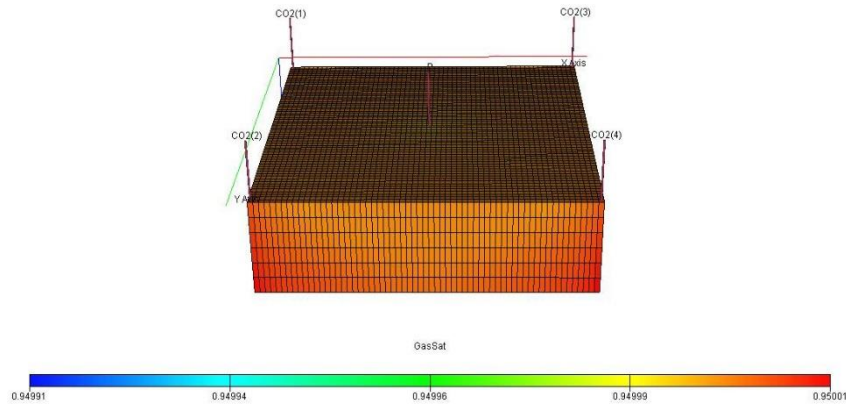
۱-۳-۴ تزریق گاز در چاه‌های تزریقی در گوشه مخزن بعد از تشکیل میعانات

در این سناریو گازهای تزریقی در چهار گوشه‌ی مخزن قرار دارند و پس از ۵۷۰ روز زمان که میعانات گازی تشکیل شده‌اند با فشار ۳۸۰۰ psi شروع به تزریق گاز می‌کنند. شکل ۴-۵ مکان چاه‌های تزریقی

^۱ Corner

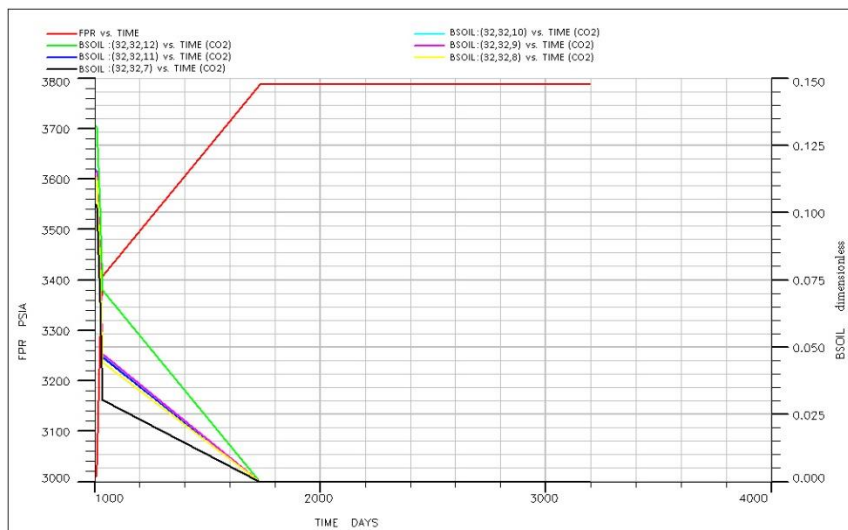
^۲ Inverse five spot

را در مدل مخزن نشان می‌دهد. پس از تشکیل میعانات این چاه‌ها شروع به تزریق نموده و اشباع گاز در اطراف این چاه‌ها افزایش می‌یابد.



شکل ۴-۵ مکان چاه‌های تزریقی در حالت تزریق در گوشه مخزن

در نمودار شکل ۴-۶ مشاهده می‌شود که با تزریق گاز CO_2 با فشار ۳۸۰۰ psi اشباع نفت به صفر می‌رسد بنابراین هم از تشکیل میعانات بیشتر جلوگیری کرده و هم میعانات تشکیل شده به داخل ستون چاه رانده می‌شود.

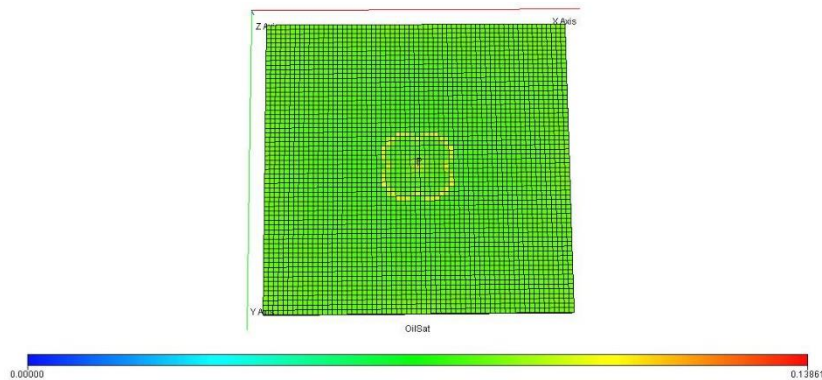


شکل ۴-۶ اشباع میعانات گازی با تزریق CO_2 در گوشه مخزن پس از تشکیل میعانات

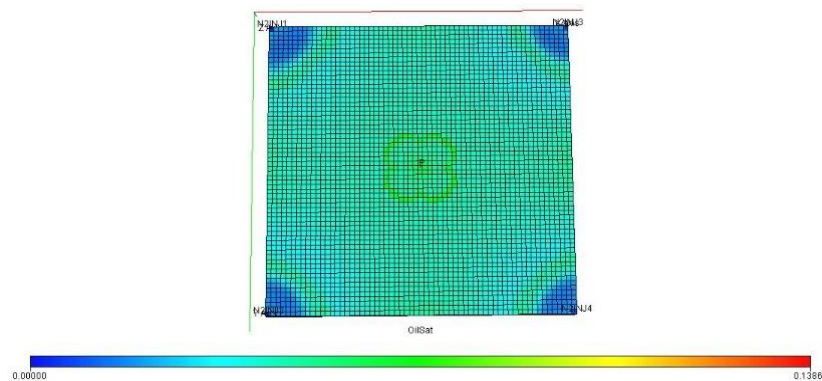
در تزریق گاز نیتروژن به مخزن مشکلاتی وجود دارد که باعث می‌شود نتایج مطلوب حاصل نگردد این مشکلات عبارت‌اند از:

- ۱ - فشار نقطه شبنم مخلوط گاز نیتروژن و گاز میعانی بالاتر از فشار شبنم گاز اولیه مخزن خواهد شد.
- ۲ - به دلیل افزایش نقطه شبنم میعانات گازی از گاز جداشده و قدرت تبخیر جبهه‌ی نیتروژن، بخصوص پشت جبهه را کاهش می‌دهد. در نتیجه میزان میعانات برگردانده شده به گاز میعانی کاهش خواهد یافت [۱۶].

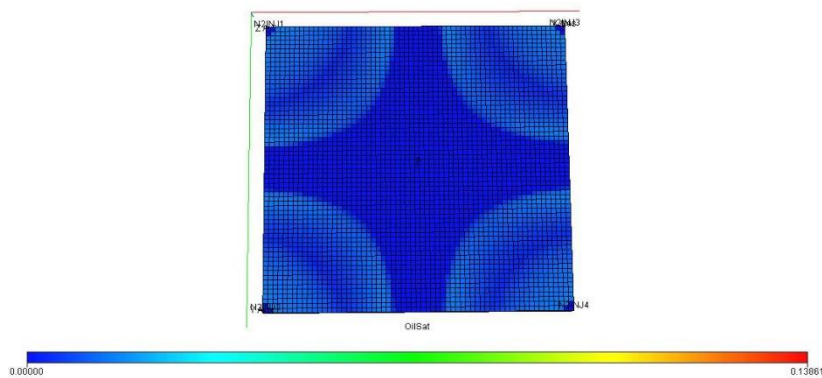
این روند را در شکل ۷-۴، شکل ۸-۴ و شکل ۹-۴ به خوبی می‌توان مشاهده کرد.



شکل ۷-۴ افزایش اشباع میعانات تا قبل از تزریق گاز N_2

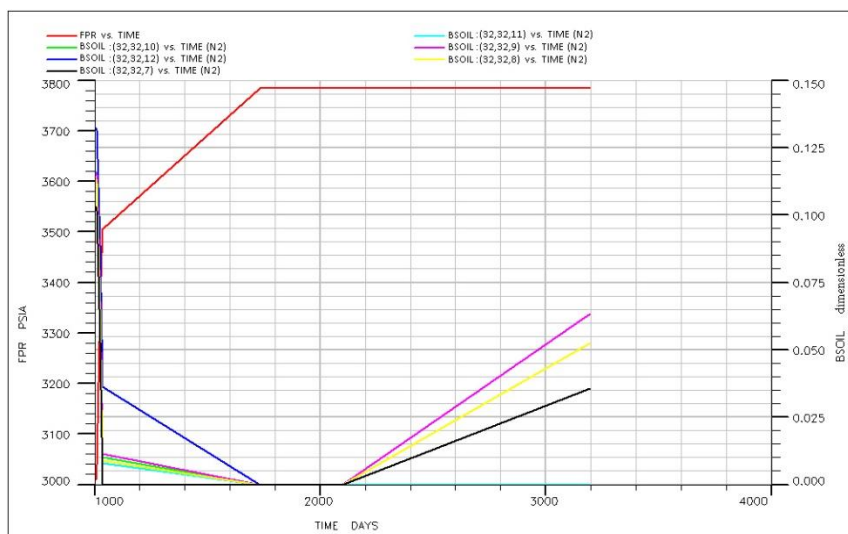


شکل ۸-۴ کاهش اشباع میعانات گازی با شروع تزریق N_2



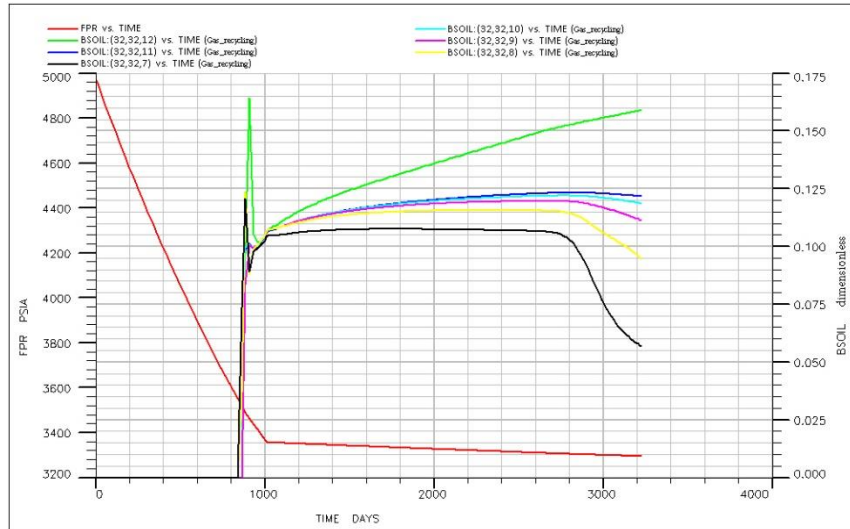
شکل ۹-۴ عدم توانایی N_2 در تبخیر میعانات و تولید دوباره میعانات

پس از تشکیل میعانات، گاز نیتروژن با فشار ۳۸۰۰ psi به مخزن تزریق می‌شود. با توجه به نمودار شکل ۴-۱۰، این تزریق در ابتدا سبب بازگردانی کل میعانات تشکیل شده به درون مخلوط نیتروژن-گاز میعانی شده و برای مدت ۴۰۰ روز از تشکیل میعانات جدید جلوگیری می‌کند؛ اما پس از این مدت با توجه به بالاتر رفتن نقطه شبنم گاز مخزن و درحالی‌که به دلیل تولید، مخزن با افت فشار روبرو می‌شود، میعانات گازی تشکیل شده و اشباع آن افزایش می‌یابد. در نتیجه کاهش تولید گاز و به دام افتادن میعانات بالارزش در درون مخزن را به دنبال دارد.



شکل ۴-۱۰ اشباع میعانات گازی با تزریق N_2 در گوشه مخزن پس از تشکیل میعانات

در شکل ۴-۱۱ می‌توان نتایج بازگردانی گاز متان به درون مخزن (چرخش گاز متان) را مشاهده نمود. در این روش گاز متان در سطح پس از جداسازی در جداسازها به وسیله‌ی کمپرسور به درون مخزن تزریق می‌شود. در این بررسی مشاهده شد در حالتی که پس از تشکیل میعانات، گاز متان به مخزن برگردانده شود از تشکیل میعانات جلوگیری نشده و میعانات تشکیل شده هم به درون چاه رانده نمی‌شود. شایان ذکر است که ۱۰٪ گاز خشک تولیدی به مخزن بازگردانی شده است اما اثر قابل توجهی نداشته است.

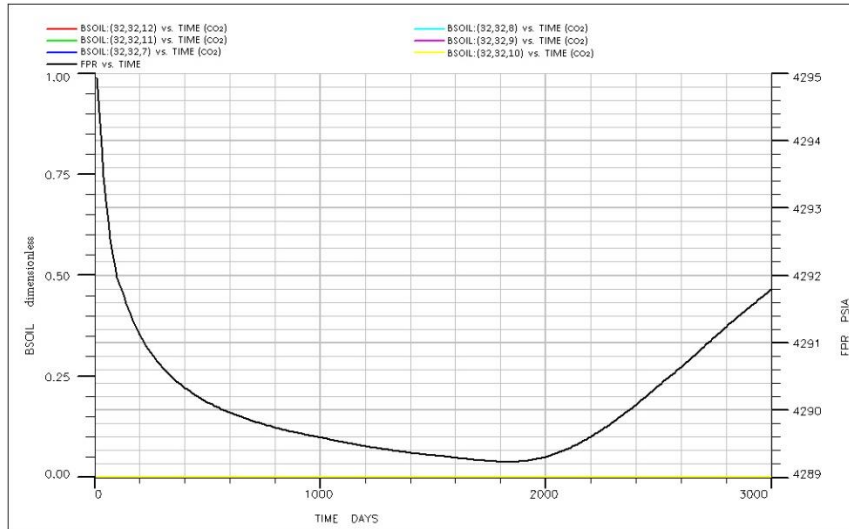


شکل ۴-۱۱ اشباع میعانات گازی با بازگردانی گاز خشک در گوشه مخزن پس از تشکیل میعانات

۴-۳-۲ تزریق گاز در چاه‌های تزریقی در گوشه مخزن قبل از تشکیل میعانات

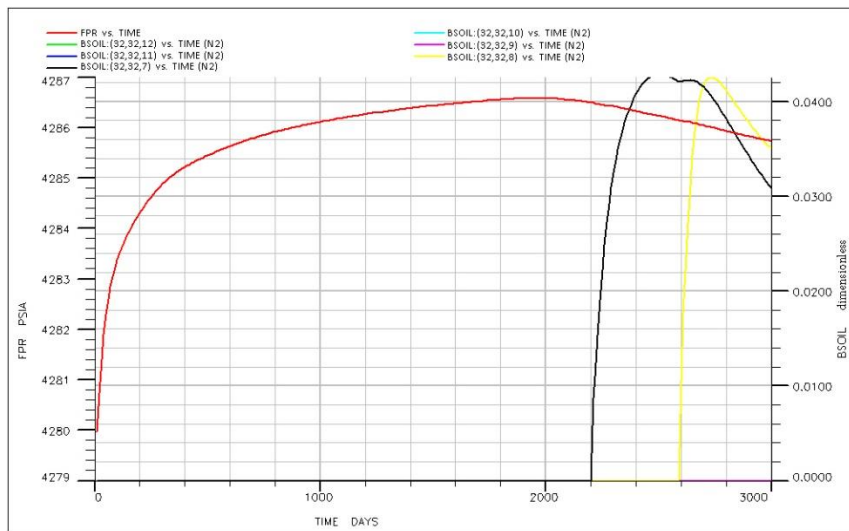
در این سناریوها چاه‌های تزریقی از همان ابتدای تولید شروع به کار خواهند کرد. به گونه‌ای که فشار تزریق CO_2 و N_2 برابر با ۴۳۰۰ psi هست که فقط به منظور حفظ فشار مخزن بالاتر از فشار نقطه‌ی شبنم است. فشار چاه‌های تزریقی می‌تواند به مرور زمان و متناسب با افت فشار اندک مخزن کاهش پیدا کند البته نباید به گونه‌ای باشد که فشار به زیر نقطه‌ی شبنم افت پیدا کند. در مقایسه با حالت قبل چون میعانات تشکیل نشده‌اند فشار تزریق کمتری نیاز است چراکه فشار بالاتری برای راندن میعانات به چاه تولیدی نیاز بود که این خود نتیجه‌ی قابل قبولی می‌تواند باشد.

نمودار شکل ۴-۱۲ مربوط به تزریق گاز CO_2 است. مشاهده می‌شود در این حالت از ابتدا اصلاً فرصت تشکیل میعانات گازی داده نشده است چون فشار همیشه بالاتر از فشار نقطه‌ی شبنم حفظ شده است و این خود سبب افزایش تولید می‌شود چون که در حالت قبلی تزریق گاز CO_2 برای مدت ۱۲۰۰ تا ۱۳۰۰ روز به خاطر وجود میعانات گازی و کاهش تراوایی نسبی فاز گاز تولید گاز کمتر بوده است.



شکل ۴-۱۲ اشباع میعانات گازی با تزریق CO_2 در گوشه مخزن قبل از تشکیل میعانات

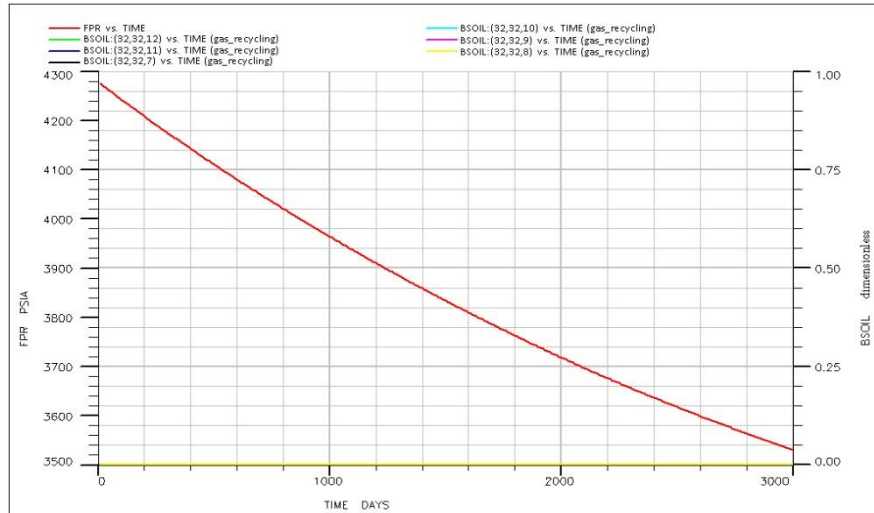
مطابق نمودار شکل ۴-۱۳ با تزریق نیتروژن در ابتدا از تشکیل میعانات تا ۲۲۰۰ روز جلوگیری می‌شود اما به دلیل مشکلات تزریق نیتروژن از جمله بالاتر رفتن نقطه‌ی شبنم مخلوط گاز میعانی- نیتروژن میعانات تشکیل می‌شود. پس این سناریو نمی‌تواند کاندید خوبی جهت رفع مشکلات پیش روی تولید باشد.



شکل ۴-۱۳ اشباع میعانات گازی با تزریق N_2 در گوشه مخزن قبل از تشکیل میعانات

مطابق نمودار شکل ۴-۱۴ در سناریوی بازگردانی گاز خشک به مخزن با بازگرداندن ۸۸٪ تولید روزانه گاز (هر چاه ۲۲٪ گاز تولیدی روزانه)، از ابتدای تولید می‌توان از تشکیل میعانات گازی در مخزن

جلوگیری کرد. تغییر منطقی و نرمال ترکیب گاز مخزن به وجود می‌آید و گازهای نیتروژن و دی-اکسیدکربن به ترکیب مخزن راه پیدا نمی‌کنند. همچنین ۱۲٪ تولید روزانه گاز مخزن برای مصارف دیگر یا فروش استفاده می‌شود.

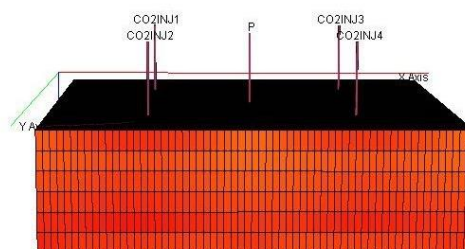


شکل ۴-۱۴ اشباع میعانات گازی با بازگردانی گاز خشک در گوشه مخزن قبل از تشکیل میعانات

۴-۴ تزریق گاز در چاه‌های تزریقی به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوتی از چاه تولیدی

در این بخش نتایج به دست آمده از تزریق گازهای CO_2 و N_2 و نیز بازگردانی گاز تولیدی به لایه مخزنی K4 در چهار چاه مختلف تزریقی در فاصله ۲۲۶۲ فوتی از چاه تولیدی، بررسی می‌شود.

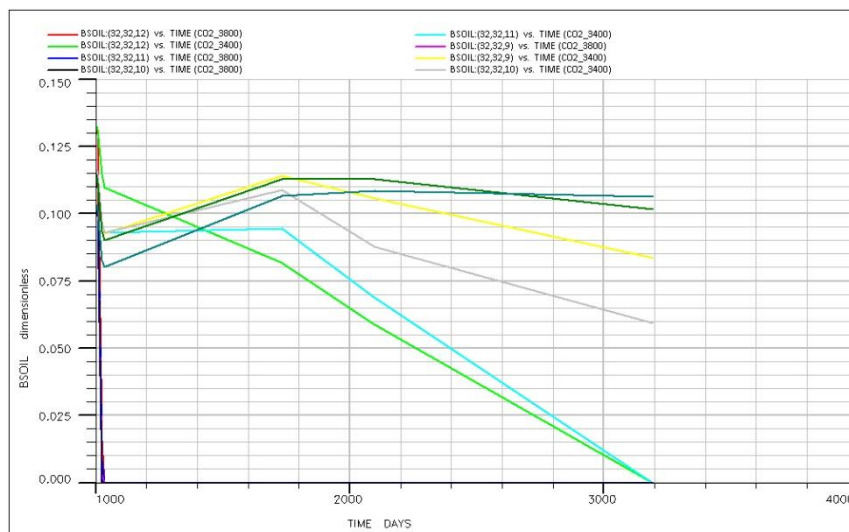
مشابه بخش قبلی، ابتدا حالت‌های تزریق گازهای مختلف در چاه‌های تزریقی بعد از ایجاد میعانات بررسی می‌شود و در ادامه حالت‌های تزریق گازهای مختلف در چاه‌های تزریقی قبل از ایجاد میعانات بررسی می‌شود. وضعیت قرارگیری چاه‌های تزریقی نسبت به موقعیت چاه تولیدی در شکل ۴-۱۵ قابل ملاحظه است.



شکل ۴-۱۵ مکان چاه‌های تزریقی به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوتی از چاه تولیدی

۴-۴-۱ تزریق گاز در چاه‌ها بعد از تشکیل میعانات گازی

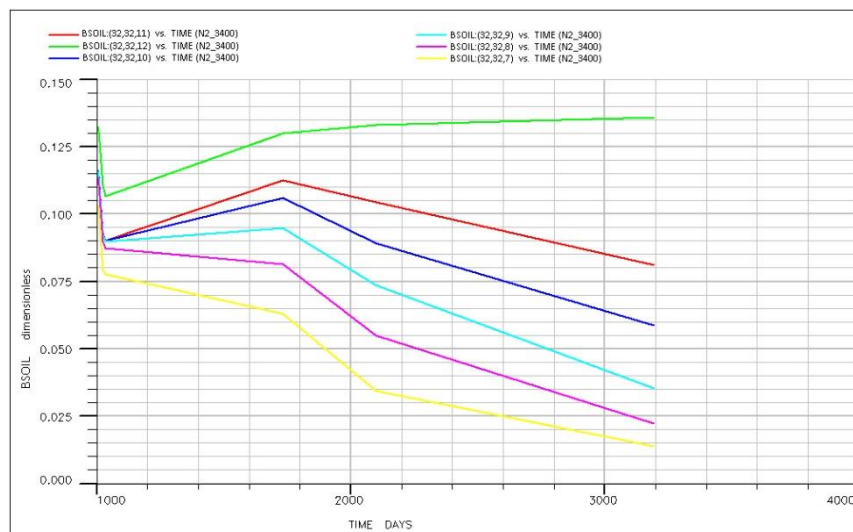
ابتدا تزریق CO_2 بررسی خواهد شد. برای تزریق CO_2 از چهار چاه تزریقی به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی استفاده شده که بعد از تشکیل میعانات گازی شروع به تزریق خواهند کرد. در ابتدا فشار تزریقی برای CO_2 ، ۳۴۰۰ psi در نظر گرفته شد. همان‌گونه که در نمودار شکل ۴-۱۶ دیده می‌شود این فشار تزریقی بعد از ۲۴۰۰ روز قادر به جلوگیری از تشکیل میعانات نخواهد بود و توانایی راندن آن‌ها را به چاه تولیدی نخواهد داشت که عملاً بی‌فایده است؛ اما فشار تزریقی دوم انتخاب شده، ۳۸۰۰ psi است که میعانات را درون چاه تولیدی رانده و از تشکیل میعانات جدید جلوگیری خواهد نمود. البته شایان ذکر است که در این مدت به دلیل تشکیل میعانات گازی و کاهش تراوایی نسبی گاز، تولید روزانه‌ی گاز به شدت افت نموده است.



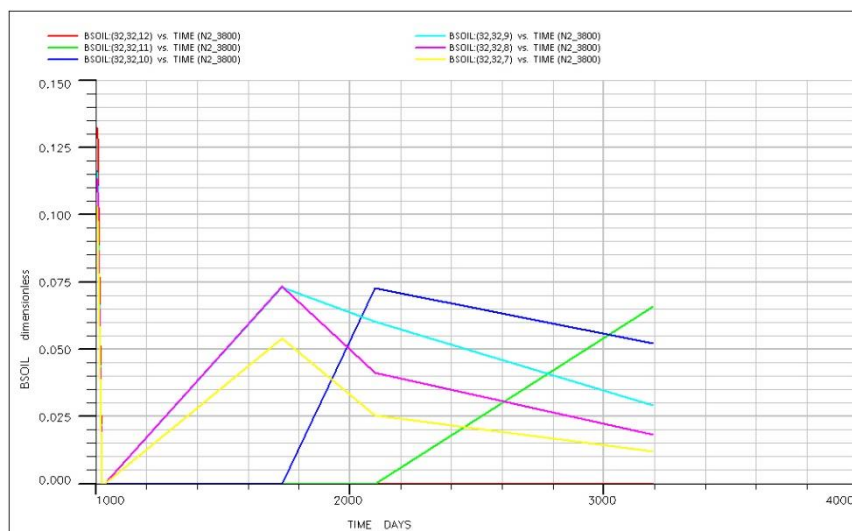
شکل ۴-۱۶ اشباع میعانات با تزریق CO_2 به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات

برای گاز N_2 در ابتدا فشار تزریقی ۳۴۰۰ psi در نظر گرفته شد. همان‌گونه که در نمودار شکل ۴-۱۷ دیده می‌شود این فشار تزریقی بعد از ۲۴۰۰ روز قادر به جلوگیری از تشکیل میعانات نخواهد بود و بدیهی است توانایی راندن آن‌ها را به چاه تولیدی نخواهد داشت؛ اما در نمودار شکل ۴-۱۸، فشار

تزریقی دوم ۳۸۰۰ psi انتخاب شده است که میعانات را درون چاه تولیدی رانده ولی با توجه افزایش نقطه‌ی شبیم مخلوط گاز میعانی-نیتروژن دوباره میعانات تشکیل شده و تولید کاهش پیدا می‌کند.

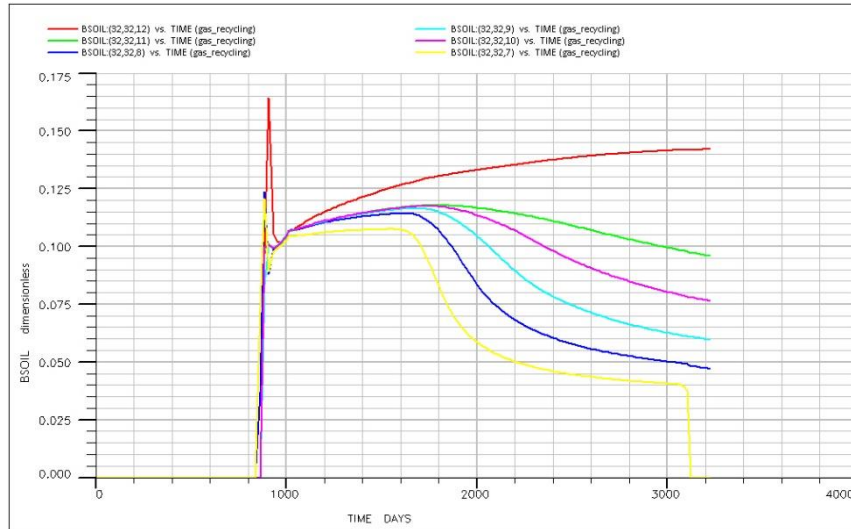


شکل ۴-۱۷ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۴۰۰)



شکل ۴-۱۸ اشباع میعانات با تزریق N_2 در ۲۲۶۲ فوتی از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۸۰۰ psi)

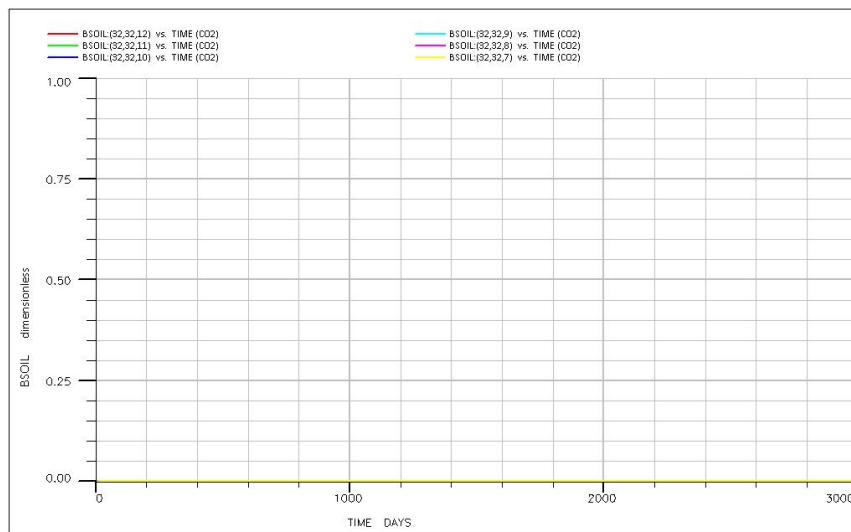
سناریوی بعدی که مورد بررسی قرار می‌گیرد بازگشت گاز خشک می‌باشد که این سناریو نیز توسط چهار حلقه چاه تزریقی انجام می‌پذیرد. در این حالت که میعانات تشکیل شده‌اند همان‌طور که از نمودار شکل ۴-۱۹ پیداست، حتی با تزریق ۱۰۰٪ گاز خشک تولیدی که در تفکیک‌کننده جدا شده است، نیز قادر به بازگردانی میعانات به گاز میعانی مخزن نخواهیم بود.



شکل ۱۹-۴ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات

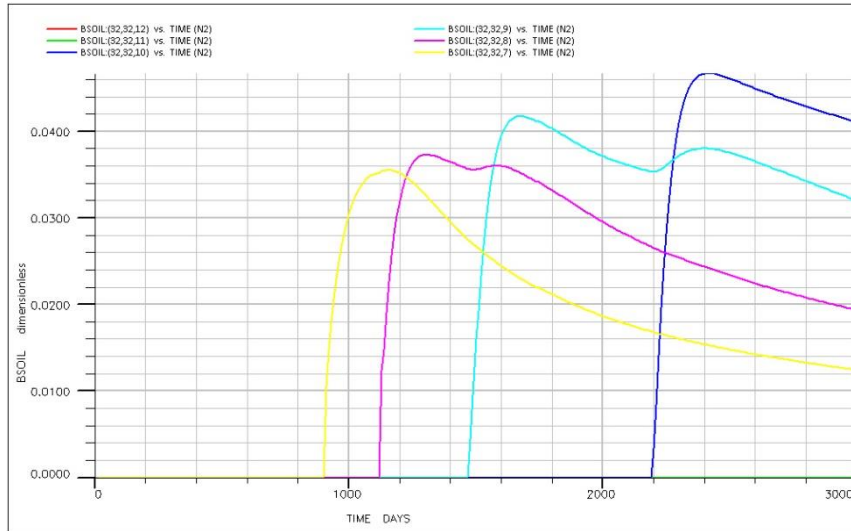
۲-۴-۴ تزریق گاز در چاه‌ها قبل از تشکیل میعانات گازی

مطابق شکل ۲۰-۴، گاز CO_2 با فشار ۴۳۰۰ psi از چاه‌های تزریقی به مخزن تزریق می‌شود. با این تزریق از همان ابتدا اجازه‌ی تشکیل میعانات گازی داده نشده و تولید گاز کاهش پیدا نخواهد کرد.



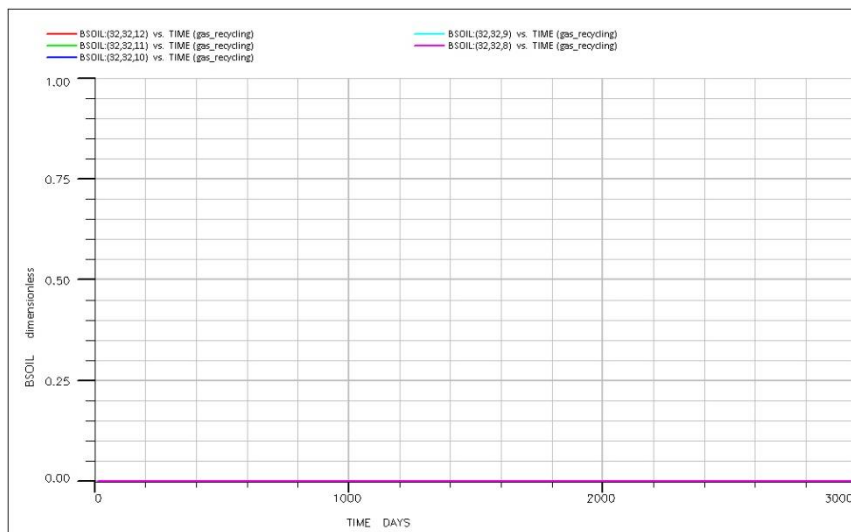
شکل ۲۰-۴ اشباع میعانات با تزریق CO_2 به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات

مطابق نمودار شکل ۲۱-۴، در تزریق N_2 هرچند که در ابتدا از تشکیل میعانات گازی جلوگیری می‌شود اما بازهم افزایش فشار نقطه‌ی شبنم باعث می‌شود که پس از ۸۵۰ روز میعانات تشکیل شود.



شکل ۴-۲۱ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات

در سناریوی بازگردانی گاز خشک، در نمودار شکل ۴-۲۲ مشاهده می‌شود که با تزریق ۰.۸۸٪ گاز تولیدی روزانه به مخزن می‌توان به کلی از تشکیل میعانات گازی جلوگیری کرد (هرچاه ۰.۲۲٪ گاز تولیدی روزانه).

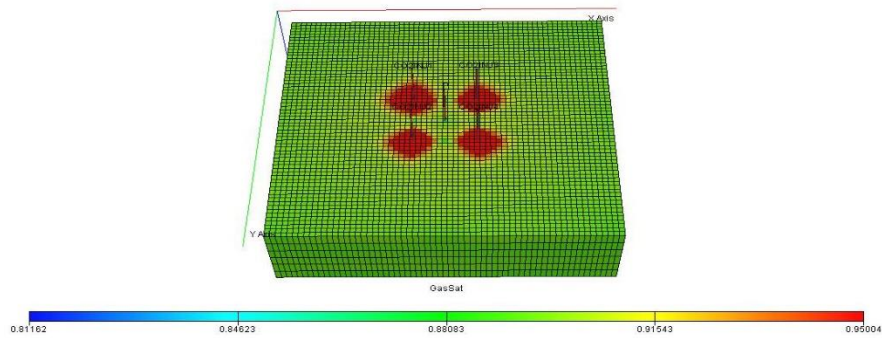


شکل ۴-۲۲ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک به فاصله‌ی ۲۲۶۲ فوت از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات

۴-۵ تزریق گاز در مرکز مخزن (فاصله‌ی ۸۴۸ فوتی از چاه تولیدی)

در این بخش نتایج به‌دست‌آمده از تزریق گازهای CO_2 و N_2 و بازگردانی گاز تولیدی به مخزن در چهار چاه مختلف تزریقی در فاصله‌ی ۸۴۸ فوتی از چاه تولیدی، بررسی می‌شود.

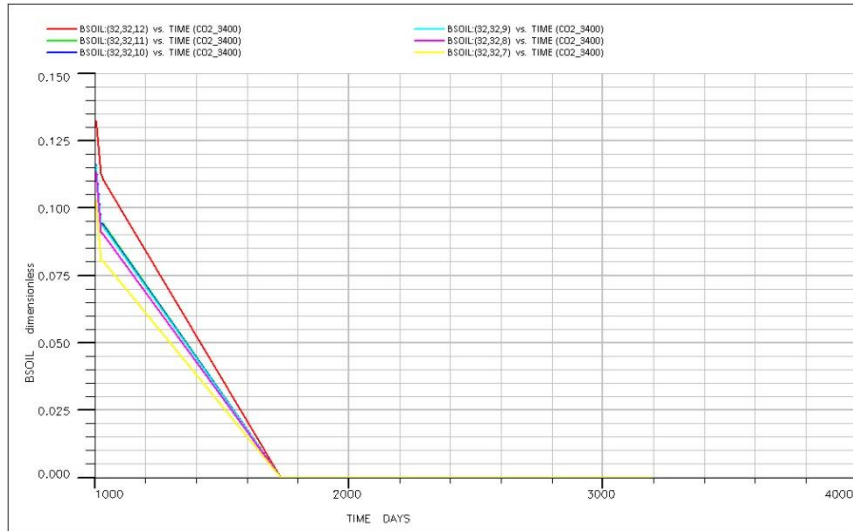
مشابه بخش‌های گذشته حالت‌های تزریق گازهای مختلف در چاه‌های تزریقی بعد از ایجاد میعانات بررسی می‌شود، سپس حالت‌های تزریق گازهای مختلف در چاه‌های تزریقی قبل از ایجاد میعانات بررسی می‌شود. وضعیت قرارگیری چاه‌های تزریقی نسبت به موقعیت چاه تولیدی را می‌توان در شکل ۴-۲۳ دید.



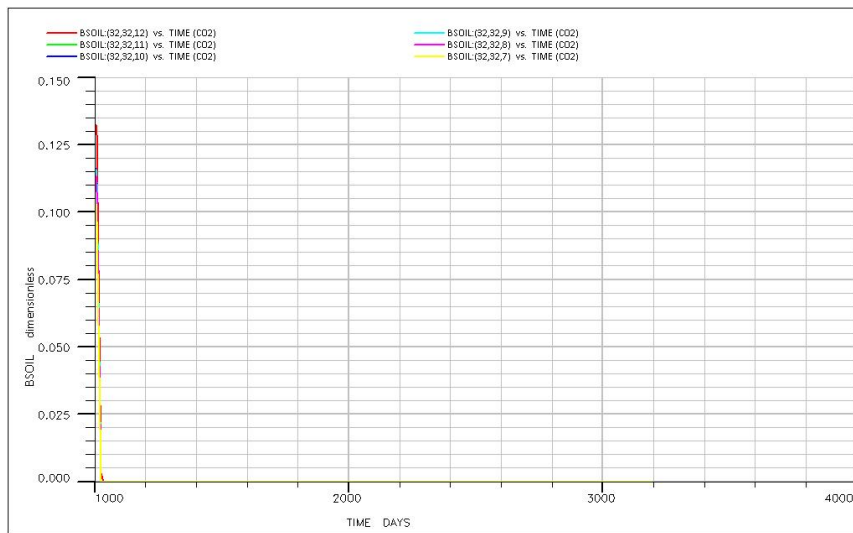
شکل ۴-۲۳ مکان چاه‌های تزریقی در مرکز لایه مخزنی

۴-۵-۱ تزریق گاز در چاه‌ها بعد از تشکیل میعانات گازی

برای تزریق CO_2 از چهار حلقه چاه تزریقی به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی استفاده شده که بعد از تشکیل میعانات گازی شروع به تزریق خواهند کرد. در ابتدا فشار تزریقی، ۳۴۰۰ psi در نظر گرفته شد. همان‌گونه که در نمودار شکل ۴-۲۴ دیده می‌شود این فشار تزریقی بعد از ۱۲۰۰ روز قادر به راندن میعانات به چاه تولیدی بوده و پس از آن نیز از تشکیل میعانات جدید جلوگیری خواهد کرد.

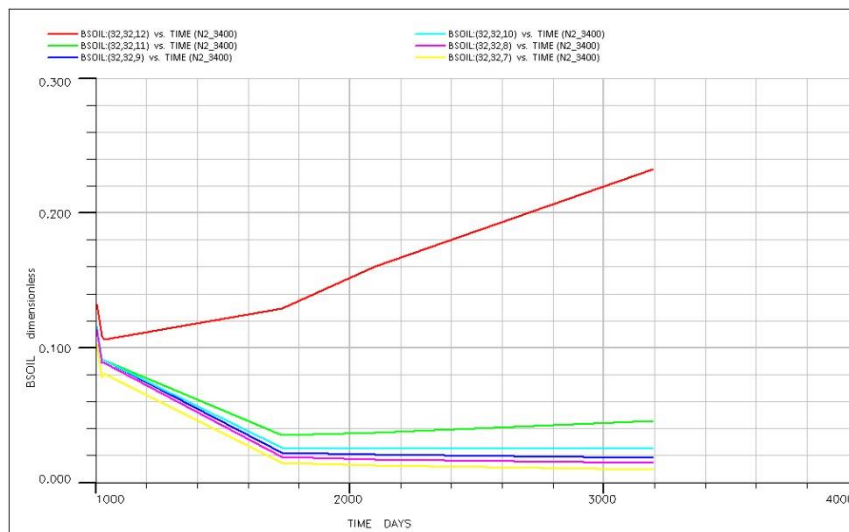


شکل ۴-۲۴ اشباع میعانات با تزریق دی CO_2 در ۸۴۸ فوتی از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۴۰۰ psi) فشار تزریقی دوم انتخاب شده، ۳۸۰۰ psi است که پس از حدود ۴۵۰ روز میعانات را درون چاه تولیدی رانده و از تشکیل میعانات جدید جلوگیری خواهد نمود (شکل ۴-۲۵). البته شایان ذکر است که در این مدت به دلیل تشکیل میعانات گازی و کاهش تراوایی نسبی گاز تولید روزانه‌ی گاز به شدت افت نموده است.

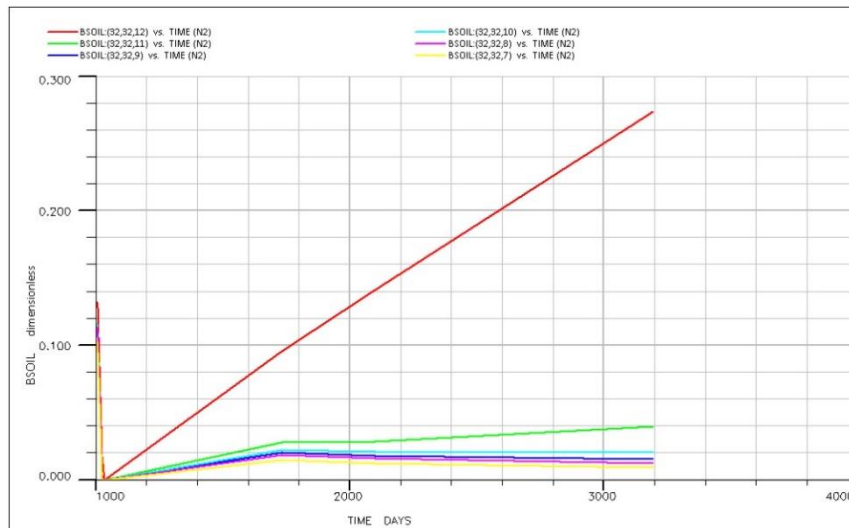


شکل ۴-۲۵ اشباع میعانات با تزریق CO_2 در ۸۴۸ فوتی از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۸۰۰ psi) برای تزریق N_2 در نزدیکی چاه تولیدی نتایج به دست آمده از نمودار شکل ۴-۲۶ نشان می‌دهد که این سناریو نمی‌تواند کاندید خوبی برای جلوگیری از به دام افتادن میعانات گازی باشد چراکه با تزریق

با فشار ۳۴۰۰ psi N_2 قادر به جلوگیری تشکیل میعانات نبوده و میعانات تشکیل شده را نیز کامل به درون چاه جابجا نمی‌کند. با بالا بردن فشار تزریق نیتروژن تا ۳۸۰۰ psi، فشار نقطه‌ی شبنم مخلوط گاز میعانی-نیتروژن تا ۶۳۰۰ psi افزایش می‌یابد. به همین منظور فشار ۳۵۵۰ psi جهت تزریق انتخاب شد که بازهم برای مدتی محدود از تشکیل میعانات جلوگیری کرده و پس از مدت ۵۰ روزه میعانات گازی تشکیل خواهند شد (نمودار شکل ۴-۲۷).

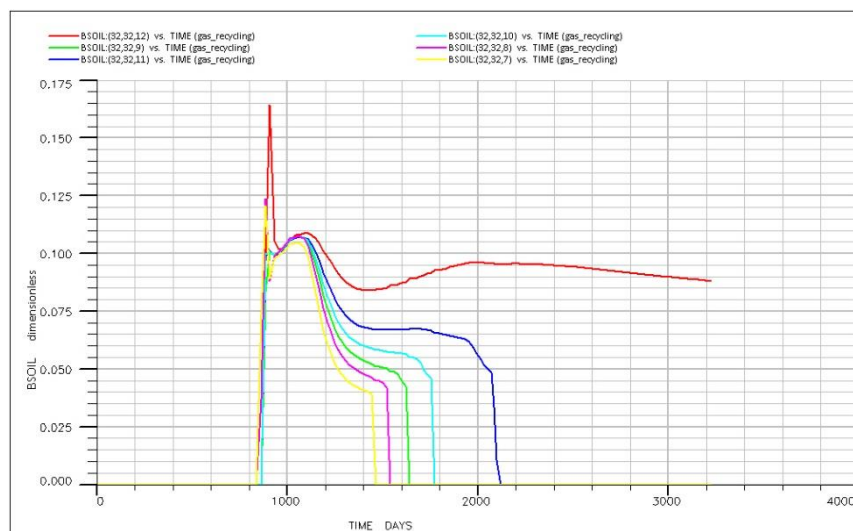


شکل ۴-۲۶ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۴۰۰ psi)

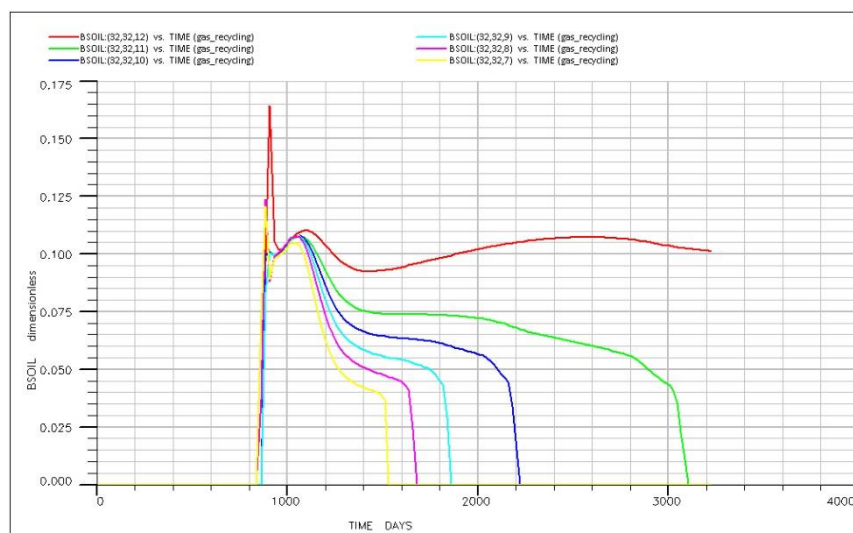


شکل ۴-۲۷ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (فشار ۳۸۰۰ psi)

مطابق نمودار شکل ۴-۲۸، در سناریوی بازگردانی گاز خشک حتی با بازگردانی ۱۰۰٪ گاز تولیدی روزانه به مخزن ۶۰۰ روز طول می کشد تا میعانات گازی را تبخیر کند. این در حالی است که با بازگردانی ۸۰٪ از گاز تولیدی روزانه همان مدت طول می کشد تا میعانات گازی تبخیر شود (شکل ۴-۲۹).



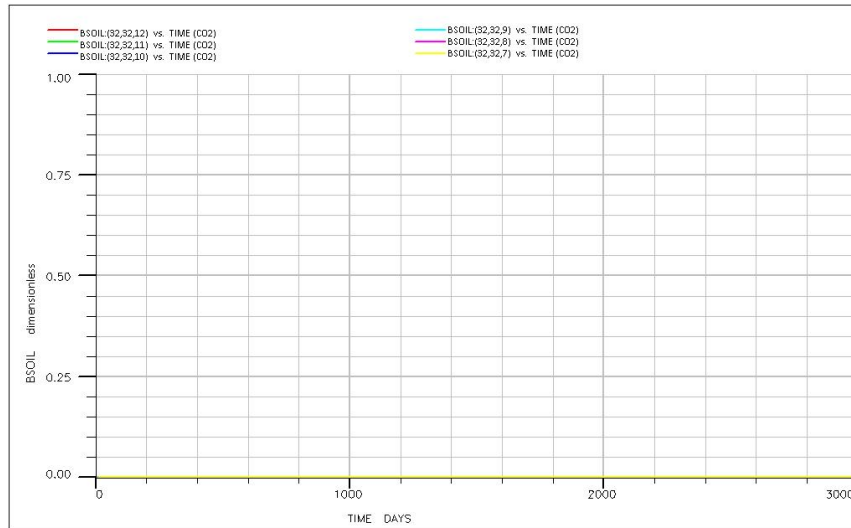
شکل ۴-۲۸ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (۱۰۰٪ گاز خشک تولیدی)



شکل ۴-۲۹ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی بعد از تشکیل میعانات (۸۰٪ گاز خشک تولیدی)

۲-۵-۴ تزریق گاز در چاه‌ها قبل از تشکیل میعانات گازی

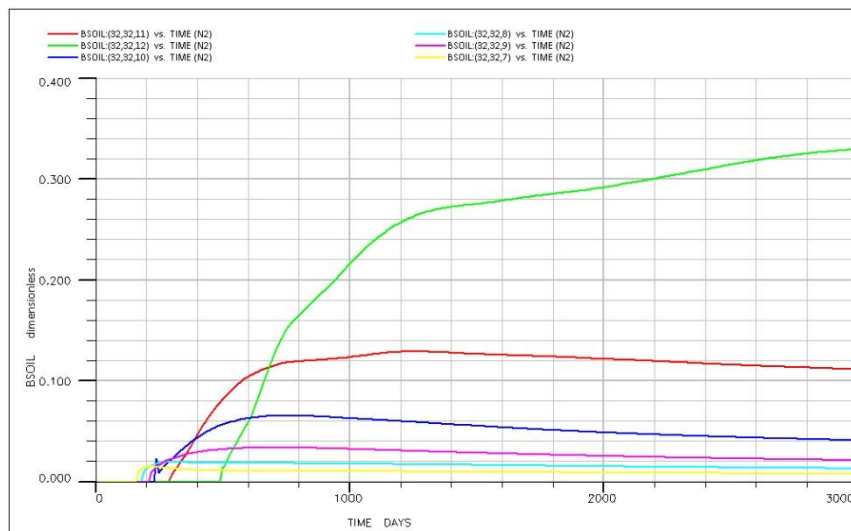
در سناریوی تزریق CO_2 این گاز با فشار ۴۳۰۰ psi به مخزن تزریق می‌شود و از همان ابتدا از تشکیل میعانات جلوگیری کرده و مشکلی برای تولید گاز به وجود نمی‌آید (نمودار شکل ۳۰-۴).



شکل ۳۰-۴ اشباع میعانات با تزریق CO_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات

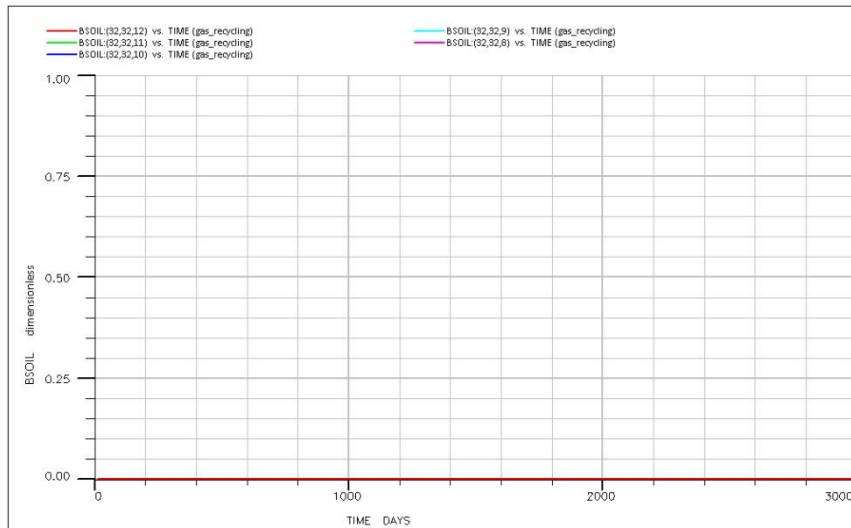
در تزریق N_2 و همان مشکلات عمده‌ی بیان شده برای این گاز وجود داشته و این سناریو قابل اجرا

نیست (نمودار شکل ۳۱-۴).



شکل ۳۱-۴ اشباع میعانات با تزریق N_2 به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات

در سناریوی بازگردانی گاز خشک به مخزن مشاهده می‌شود اگر ۸۰٪ درصد گاز تولیدی روزانه را (هر چاه ۲۰٪) توسط چهار حلقه چاه تزریقی از همان اول تولید به مخزن بازگردانیم از تشکیل میعانات گازی جلوگیری شده و هیچ مشکلی متوجه مخزن نخواهد شد (شکل ۴-۳۲).



شکل ۴-۳۲ اشباع میعانات با بازگردانی گاز خشک به فاصله‌ی ۸۴۸ فوت از چاه تولیدی قبل از تشکیل میعانات با توجه به نتایج به دست آمده می‌توان به این نتیجه رسید که فرآیند بازگردانی گاز خشک به مخزن که از همان ابتدای تولید صورت گیرد از تزریق گازهای CO_2 و N_2 کارآمدتر می‌باشد زیرا که هزینه گردآوری آن خیلی کمتر از تهیه‌ی حجم زیاد گازهای CO_2 و N_2 است. همچنین با بازگردانی گاز تولیدشده از مخزن، ترکیب سیال مخزن به مراتب دچار تغییر کمتری نسبت به تزریق گازهای دیگر می‌شود.

با توجه به نتایج می‌توان دریافت که مکان چاه‌های تزریقی نیز نقش بسزایی در اثربخشی فرآیندهای ازدیاد برداشت در مخازن گاز میعانی ایفا می‌کند؛ به گونه‌ای که چاه‌های تزریقی نزدیک‌تر به چاه تولیدی، بازدهی فرآیندهای ازدیاد برداشت را بیشتر می‌نماید. در ادامه موقعیت چاه‌های تزریقی بر اساس الگوی حلزونی ارشمیدس انتخاب خواهد شد که کمترین مقدار ممکن گاز تولیدی به مخزن بازگردانده می‌شود.

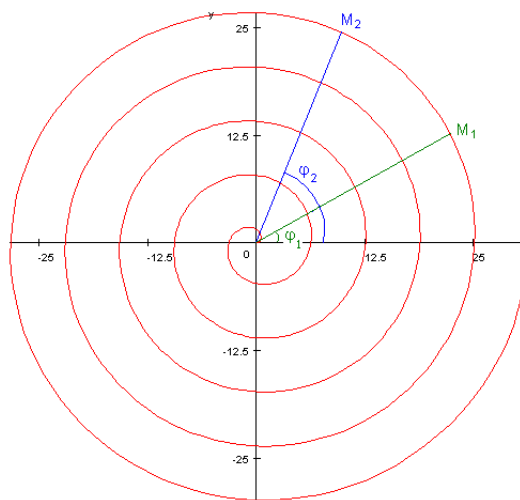
۶-۴ الگوی چاه‌های حلزونی

یک الگوی جدید که جهت حفاری چاه‌های تزریقی ارائه شده، الگوی حفاری حلزونی می‌باشد. الگوی حلزونی برای حفر چاه‌های ارزیابی^۱ جهت پیدا کردن مرزهای مخزن مورد استفاده قرار می‌گیرد. در این الگو اولین چاه در نزدیک‌ترین نقطه‌ی ممکن به چاه تولیدی حفاری شده و چاه‌های دیگر به صورت دایره‌ای در حالی که از چاه تولیدی دور شوند حفاری خواهند شد.

حلزونی ارشمیدس نوعی حلزونی در ریاضیات است و به مجموعه نقاطی گفته می‌شود که در سیستم مختصات قطبی از رابطه (۱-۴) پیروی می‌کند. شکل ۴-۳۳ نمایی از حلزونی ارشمیدس را نشان می‌دهد.

$$r = a + b\theta \quad (1-4)$$

a و b اعدادی حقیقی هستند.



شکل ۴-۳۳ حلزونی ارشمیدس

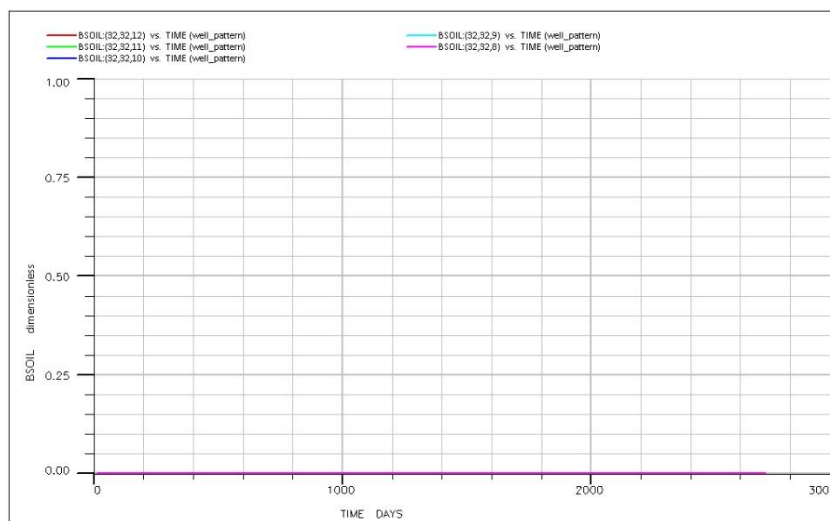
موقعیت ۷ حلقه چاه با استفاده از معادله‌ی حلزونی ارشمیدس مکان‌یابی و درصدی از گاز تولیدی روزانه توسط این چاه‌ها به مخزن تزریق می‌شوند. موقعیت هر چاه و درصد گاز تزریقی توسط آن در جدول ۴-۱ آمده است.

¹ Appraisal wells

جدول ۴-۱ موقعیت و درصد گاز خشک تزریقی توسط هر چاه، مطابق الگوی حلزونی ارشمیدس

well	Reinjected gas (percent)	Grid block (x,y)
I(1)	18	(32,8)
I(2)	13	(26,32)
I(3)	10	(36,36)
I(4)	10	(40,22)
I(5)	5	(26,48)
I(6)	4	(16,28)
I(7)	2	(50,32)

با جمع بستن درصد گازهای تزریقی چاه‌ها با یکدیگر مشخص می‌شود که اگر از این روش الگوی چاه‌های حلزونی استفاده شود با بازگردانی ۶۲٪ از گاز تولیدی روزانه، نه تنها از تشکیل میعان‌ات جلوگیری شده و تولید گاز به دلیل تشکیل میعان‌ات گازی کم نمی‌شود (نمودار شکل ۴-۳۴)، بلکه ۳۸٪ گاز تولیدی را می‌توان در بخش‌های دیگر مصرف کرد یا به فروش رساند.

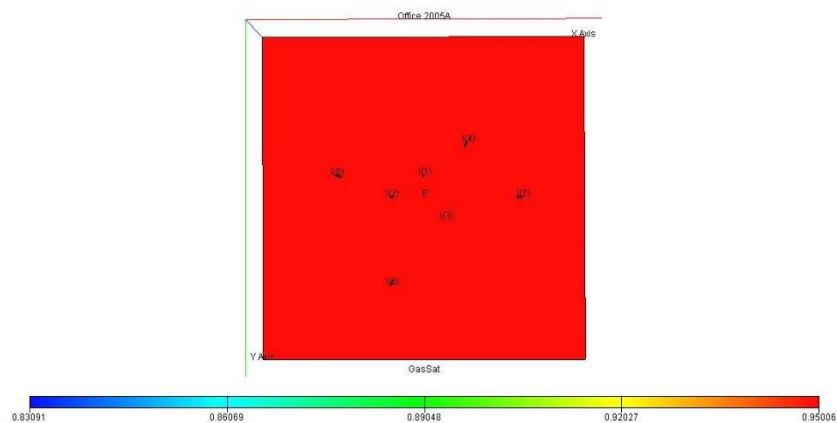


شکل ۴-۳۴ اشباع میعان‌ات با بازگردانی ۶۲٪ گاز خشک تولیدی با الگوی چاه حلزونی قبل از تشکیل میعان‌ات

علاوه بر مزیت‌های این روش که به آن اشاره شد می‌توان یک مزیت دیگر نیز برای این الگو برشمرد و آن هم چاه‌های رزوناسی این مدل است؛ بدین گونه که اگر میدان دارای یک چاه تولیدی دیگر باشد، چاه تزریقی که مربوط به چاه تولیدی اول است و در حلقه‌ی دوم حلزونی آن قرار دارد می‌تواند چاه

حلقه سوم حلزونی چاه تولیدی دوم باشد و اگر چاه تولیدی سوم نیز داشته باشیم چاه مذکور می تواند چاه تزریقی حلقه ی چهارم حلزونی چاه تولیدی سوم باشد.

بدین ترتیب یک چاه تزریقی می تواند به سه چاه تولیدی یا بیشتر برای بازگردانی گاز کمک نماید و درصد بازگردانی گاز ۱۰ تا ۲۰ درصد نسبت به مخزن با یک چاه تولیدی، کاهش پیدا می کند. در شکل ۴-۳۵، الگوی چاه های حلزونی برای مخزن دارای یک چاه نمایش داده شده است.



شکل ۴-۳۵ مکان چاه های تزریقی در الگوی حلزونی

۵ فصل پنجم

نتیجه‌گیری و پیشنهاد

در این فصل با توجه به نتایج به‌دست‌آمده در فصل‌های قبلی و آنالیز شبیه‌سازی‌های صورت‌گرفته، نتایج کلی و پیشنهادهای موردنظر برای تحقیقات بعدی ارائه می‌گردد.

- چاه تولیدی افقی نسبت به چاه‌های عمودی و جهت‌دار، (به ازای یک دبی تولیدی ثابت) افت فشار کمتری را به مخزن تحمیل می‌کند؛ که علت آن سطح تماس بیشتر چاه افقی با مخزن است. نتیجه این مسئله در مخازن گاز میعانی، کاهش اشباع میعانات تولیدی در مخزن و نیز به تعویق افتادن زمان تشکیل میعانات است. تأثیر مثبت چاه‌های افقی بر عملکرد تولید مخازن گاز میعانی هم در مطالعات پیشین و هم در این پایان‌نامه به اثبات رسیده است؛ اما هنوز مطالعه دقیقی در مورد تأثیر چاه‌های جهت‌دار بر تولید این مخازن صورت نگرفته که پیشنهاد به تحقیق در این زمینه می‌شود.
- دبی تولیدی زیاد در مخازن گاز میعانی که با افت فشار طبیعی مخزن تولید می‌کنند، باعث افزایش میزان میعانات تشکیل‌شده در مخزن می‌گردد؛ همچنین در چنین شرایطی میعانات به‌مراتب سریع‌تر از دبی‌های کمتر در مخزن تشکیل می‌شود؛ اما بعد از رسیدن اشباع میعانات به مقدار اشباع بحرانی، به دلیل پدیده جفت‌شدگی مثبت اشباع میعانات در نزدیکی چاه کاهش و در نتیجه تولید گاز افزایش می‌یابد؛ بنابراین پیشنهاد می‌شود دبی تولیدی بهینه برای مخازن میعانی با در نظر گرفتن اطلاعات مخزن، ویژگی‌های سیال، پارامترهای اقتصادی و... به‌عنوان فاکتور مهم صیانتی این مخازن موردبررسی و تحقیق قرار گیرد.
- چاه‌های تزریقی که در فواصل بیشتری نسبت به چاه‌های تولیدی قرار دارند حجم بالای گاز را نیاز دارند تا بتوانند میعانات را دوباره وارد فاز گاز کنند و یا آن‌ها را به درون چاه تزریقی برانند. پس می‌توان گفت که چاه‌های نزدیک به چاه تولیدی گزینه مناسب‌تری برای تزریق گاز می‌باشند.
- تزریق گاز نیتروژن تنها در مواقع اجبار و کمبود گازهای دیگر و در دوره‌های تزریقی کوتاه پیشنهاد می‌گردد.

- تزریق گاز نیتروژن در چاه‌های دور از چاه تولیدی کار اشتباهی است زیرا اولاً حجم بالای گاز و کمپرسورهای بسیار قوی نیاز دارد ثانیاً با تزریق این گاز به مخزن گاز میعانی، فشار نقطه‌ی شبیم مخلوط این دو گاز (سیال ثانویه مخزن) بیشتر از فشار نقطه‌ی شبیم گاز میعانی اولیه خواهد بود و ممکن است میعانات نه‌تنها در نزدیکی چاه‌های تولیدی بلکه در مناطق مختلفی از مخزن تشکیل شود.
- گاز نیتروژن حتی اگر به‌صورت دوره‌های کوتاه‌مدت نیز تزریق شود امکان بالا بردن فشار نقطه‌ی شبیم مخلوط گاز نیتروژن و گاز میعانی را دارد. همچنین قدرت تبخیر میعانات گازی توسط این گاز کم بوده و در پشت جبهه گاز نیتروژن تزریقی بازهم میعانات گازی وجود خواهد داشت.
- تزریق گاز دی‌اکسیدکربن می‌تواند به رفع مشکلات مخازن گاز میعانی کمک کند اما باید در نظر داشت که تهیه‌ی این گاز و انتقال آن تا چاه‌های تزریقی و تزریق آن به مخزن توسط کمپرسور بسیار پرهزینه خواهد بود.
- تزریق هر دو گاز نیتروژن و دی‌اکسیدکربن سبب تغییرات عمده در ترکیب سیال مخزن می‌شود. با توجه به مکان چاه‌های تزریقی که در نزدیکی چاه‌های تولیدی باید قرار داشته باشند احتمال تولید این گازها نیز دور از انتظار نبوده و در سطح باید این گازها از گاز تولیدی جدا شوند که خود مستلزم تجهیزات سرچاهی گران‌قیمت است.
- از بین گازهای موردنظر گاز خشک جداشده در سطح از خود گاز تولیدی از مخزن بهترین کاندید جهت تزریق به مخزن می‌باشد.
- هزینه‌ی بازگردانی گاز مخزن به خود مخزن کمتر از هزینه‌ی تزریق گازهای نیتروژن و دی‌اکسیدکربن خواهد بود. همچنین با بازگردانی گاز، سیال مخزن دست‌خوش کمترین تغییر در ترکیب خود می‌شود.

- زمان تزریق گاز به مخزن نباید به بعد از تشکیل میعانات موکول شود چراکه در این حالت برای مدت زیادی به دلیل تشکیل میعانات، تراوایی نسبی فاز گاز کاهش یافته و تولید گاز کم خواهد شد. در واقع با شروع تولید از چاه باید چاه‌های تزریقی مربوط به ازدیاد برداشت آن شروع به کار نموده و فرآیند بازگردانی گاز را آغاز کنند که مانع از تشکیل میعانات شده و تولید گاز در بالاترین سطح خود باقی بماند.
- از بین حالت‌های مختلف بازگردانی گاز به مخزن، هنگامی که از ابتدا این فرآیند انجام می‌گیرد و چاه‌های تزریقی در نزدیک‌ترین نقطه‌ی ممکن به چاه تولیدی باشند با بازگردانی ۸۰٪ از گاز تولیدی روزانه از تشکیل میعانات گازی جلوگیری خواهد شد.
- الگوی حلزونی ارشمیدس برای مکان چاه‌های تزریقی مدل‌سازی شد که در این مدل از هفت چاه برای تزریق استفاده می‌شود. نتیجه مدل‌سازی نشان داد با بازگردانی ۶۲٪ از گاز خشک تولیدی از مخزن از همان ابتدا و هم‌زمان با شروع تولید می‌توان از تشکیل میعانات گازی جلوگیری کرد.
- اگر چندین چاه تولیدی در مخزن وجود داشته باشد می‌توان از مدل رزونانس چاه‌های حلزونی استفاده کرد که خود می‌تواند ۱۰ تا ۲۰ درصد میزان گاز تزریقی را کاهش دهد چراکه هر چاه تزریقی با توجه به تعداد چاه‌های تولیدی می‌تواند جهت ازدیاد برداشت یک یا چند چاه تولیدی مورد استفاده قرار گیرد.

منابع و مراجع

- [١] Wall C. G., (1982) "Characteristics of gas condensate reservoirs and traditional production methods", *Oyze technical serrvice*, 2, 4, pp 1-12.
- [٢] Li K. and Firoozabadi A., (2000) "Experimental Study of Wettability Alteration to Preferentially Gas-Wetting in Porous Media and Its Effects", *SPE Res Eval & Eng*, 3, 2, p139-149.
- [٣] Tang G. Q. and Firoozabadi A., (2002) "Relative Permeability Modification in Gas/Liquid Systems Through Wettability Alteration to Intermediate Gas-Wetting", *SPE Res Eval & Eng*, 5, 6, p 427-436.
- [٤] Kumar V., Bang V., Pope G. A., Sharma M. M., Ayyalasomayajula P. S. and Kamath J., (2006) "Chemical Stimulation of Gas-Condensate Reservoirs", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, P6, San Antonio, Texas, USA.
- [٥] Bang V., Kumar V., Ayyalasomayajula P., Pope G. A. and Sharma M. M., (2010) "Relative Permeability of Gas-Condensate Fluids: A General Correlation", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, P7, San Antonio, Texas, USA.
- [٦] Noh M. and Firoozabadi A., (2006) "Effect of Wettability on High-Velocity Coefficient in Two-Phase Gas/Liquid Flow", *SPE J.*, 13, 3, pp 298-304.
- [٧] Al-Anazi H. A., Walker J. G., Pope G. A., Sharma M. M. and Hackney D. F., (2005) "A Successful Methanol Treatment in a Gas/condensate Reservoir: Field Application", *SPE Production & Facilities*, 20, 1, pp 8-10.
- [٨] Ahmed T., Evans J., Kwan R. and Vivian T., (1998) "Wellbore Liquid Blockage in Gas-Condensate Reservoirs", SPE Eastern Regional Meeting, P10, Pittsburgh, Pennsylvania.
- [٩] Zaitsev I. Y., Dmitrievsky S. A., Norvik H., Yufin P. A., Bolotnik D. N., Sarkisov G. G. and Schepkina N. E., (1996) "Compositional Modelling and PVT Analysis of Pressure Maintenance Effect in Gas Condensate Field: Comparative Study", SPE European Petroleum Conference, P449, Milan, Italy.
- [١٠] Stalkup Jr. and Fred I., (1993) "Status of Miscible Displacement", *Journal of Petroleum Technology*, 35, 4, pp 815-826.
- [١١] Shtepani E., (2006) "CO₂ Sequestration in Depleted Gas/Condensate Reservoir", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, P8, San Antonio, Texas, USA.

- [١٢] AL-Abri A., Sidiq H. and Amin R., (2009) "Enhanced Natural Gas and Condensate Recovery by Injection of pure SCCO₂, Pure CH₄ and Their Mixtures: Experimental Investigation", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, P13, New Orleans, Louisiana.
- [١٣] Villalba S. M., Perez P., Marcano C., Corpoven S. A, Rojas G., Rodriguez H. and Almeida J., (1996) "Revitalization of a mature volatile and condensate oil recovery using horizontal well", International Conference on Horizontal Well Technology, P231, Calgary, Alberta, Canada.
- [١٤] Dehane A., Tiab D. and Osisanya S. O., (2000) "Comparison of the Performance of Vertical and Horizontal Wells in Gas-Condensate Reservoirs", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, P14, Dallas, Texas.
- [١٥] Muladi A. and Pinczewski W., (2010) "Application of Horizontal Well in Heterogeneity Gas Condensate Reservoir", SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, P12, Jakarta, Indonesia.
- [١٦] Sänger P. J. and Hagoort J., (1998) "Recovery of gas-condensate by nitrogen injection compared with methane injection", *SPE Journal*, 3, 1, pp 26-33.
- [١٧] Moses P. L. and Donohoe C. W., (1962) "Gas Condensate Reservoirs, Petroleum Engineering handbook", 1st Edition, SPE Series, pp 421.
- [١٨] O'Dell, H. G. and Miller R. N., (1967) "successfully cycling a low-permeability high yield gas condensate reservoir", *journal of petroleum technology*, 19, 1, pp 41-47.
- [١٩] Fussel D. D., (1973) "single well performance for gas condensate reservoirs", *journal of petroleum technology*, 25, 7, pp 860-870.
- [٢٠] Boe A., Skjaeveland S. M. and Whitson C. H., (1989) "two-phase pressure test analysis", *SPE Formation Evaluation*, 4, 4, pp 604-610.
- [٢١] Jones J. R. and Raghavan R., (1988) "Interpretation of flowing well response in gas condensate wells", *SPE Formation Evaluation*, 3, 3, pp 578-594.
- [٢٢] Raghavan R., Chu W. C. and Jones J. R., (1999) "practical considerations in the analysis of gas condensate well tests", *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 2, 3, pp 288-295.
- [٢٣] Fevang O. and Whitson C. H., (1996) "Modeling gas condensate deliverability", *SPE Reservoir Engineering*, 11, 4, pp 221-230.

- [۲۴] Gringarten A. C., Al-Malki A. and Daungkaew S., (2000) "well test analysis in gas condensate reservoirs", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, P164, Dallas, Texas, USA.
- [۲۵] Roussennac B., (2001), MSc thesis, "gas condensate well test analysis", Pet. Depart. Stanford University.
- [۲۶] Mott R., (2003) "Engineering calculation of gas condensate well productivity", *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 6, 5, pp 298-306.
- [۲۷] Henderson G. D., Danesh A., Tehrani D. H. and Peden J. M., (1995) "The effect of velocity and interfacial tension on relative permeability of gas-condensate fluids in the wellbore region", Proceedings of the 8th European IOR Symposium, pp 201-208, Vienna, Maryland, USA.
- [۲۸] Jamiolahmady M., Danesh A., Tehrani D. H. and Duncan, D. B., (2003) "Positive Effect of Flow Velocity on Gas-Condensate Relative Permeability: Network Modelling and Comparison with Experimental Results", *Transport in porous media*, 52, 2, pp 159-183.
- [۲۹] Al-Baqawi A. M. and Al-Malki B. H., (2009) "well test analysis in naturally fractured gas condensate reservoirs below dew point pressure", SPE-Asia Pacific Oil and Gas Conference & Exhibition, P16, Jakarta, Indonesia.
- [۳۰] Donohoe C. W. and Buchanan, R.D., (1981) "Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate Reservoirs with Nitrogen", *Journal of Petroleum Technology*, 33, 2, pp 263-270.
- [۳۱] Ahmed T., (2010) "Reservoir Engineering Handbook", 4th Edition, Gulf Publishing.
- [۳۲] موسوی ع و سجادیان ا، (۱۳۹۴)، "عملکرد چاه‌های افقی در مخازن گاز میعانی و تاثیر آن بر شاخص تولید میدان مشترک پارس جنوبی و شمال قطر"، چهارمین همایش علمی مخازن هیدروکربوری، ص ۹، تهران.
- [۳۳] موسوی ع و سجادیان ا، (۱۳۹۴)، "افزایش بهره‌وری چاه مخازن گاز میعانی با استفاده از روش تغییر ترشوندگی در میدان مشترک پارس جنوبی شمال قطر"، کنفرانس بین المللی علوم و مهندسی، ص ۵، امارات-دبی.
- [۳۴] جهانی د، موحد ب و محمدی ن، (۱۳۸۸) "ارزیابی پتروفیزیکی سازندهای کنگان و دالان در میدان گازی پارس جنوبی" فصلنامه زمین، شماره ۱، دوره ۴: ص ۶۱-۷۹.
- [۳۵] Whitson C. and Kuntadi A., (2005) "Khuff Gas Condensate Development", International Petroleum Technology Conference, P141, Doha, Qatar.

Abstract

study of gas condensate reservoirs are challenging cases in petroleum engineering. Commonly production from this reservoir without pressure maintenance makes high gas production and relatively small condensate production. Decreasing reservoir pressure and reaching to dew point pressure cause increasing condensate saturation in reservoir that is not desire. Such growth in Condensate saturation produces two major problems: Decreasing gas production and gas relative permeability and Condensate will trap in reservoir so that in some cases will not be recoverable.

South Pars field is one of the largest gas fields in the world and due to high gas extraction in recent years, reservoir pressure is reaching to dew point pressure; therefore it is important to Investigate different scenarios for pressure maintenance in this field. Given that South Pars field in iran is shared with North field of Qatar, To protect national interests, using pressure maintenance methods are vital and Requires a comprehensive and accurate study.

In this thesis, after studying and simulating the South Pars gas field, In order to choose the best EOR scenario which results in the lowest waste of condensate and Increase the recovery factor, different scenarios of production and injection have been investigated. CO_2 , N_2 and output gas of separator have been selected for injection. Eclipse 300 compositional simulation software is used for reservoir modeling and simulating. results showed that restoring output gases of separator (gas recycling) is the best scenario to solve the gas condensate reservoirs problem. It was also observed that the best time for EOR process is coinciding with the start of production and before pressure reduction to dew point pressure; and the location of injection wells is an affecting factor on improving performance of gas injection process.

Key words: Gas condensate reservoirs, pressure maintenance, condensates, dew point pressure, gas relative permeability, gas recycling, gas injection



Shahrood University of Technology

Faculty of Mining, Petroleum and Geophysics Engineering

M.Sc. Thesis in Petroleum Engineering-Drilling

Title of thesis:

**Simulation and investigation the effect of well type, production rate,
gas recycling and gas injection on retrograde gas reservoirs production**

By: Amirhossein Jozv Khatibzadeh

Supervisor:

Dr. Mansour Ziaii

Advisor:

En. Saeid Sarv Azizi

February 2017