اویل ایندستری
Oilindustry.ir
CLICK HERE

بازگردانی گاز در مخازن گاز میعانی

مهدی علیپور، مهدی رمضانیان مدیریت برنامه ریزی تلفیقی

m.ramezanian@nioc.ir

چکیده

تجمع مایع در مخازن گاز میعانی متعاقب افت فشار مخزن و کاهش بهره دهی چاهها و عدم تولید میعانات ارزشمند گازی از جمله مشکلات اساسی است که اکثر مخازن گاز میعانی با آن مواجه می باشند. بطور معمول ضریب برداشت مایع از مخازن گاز کمتر از ۴۰ درصد است و این در حالی است که ضریب برداشت گاز حدود ۷۰ تا ۸۰ درصد می باشد. از بین روشهای فوق، بازگردانی گازتولیدی مخزن از جمله روشهائی است که در صنعت پذیرفته شده و اجرا می گردد. در این روش کل یا بخشی از گاز تولیدی بعد از جداسازی میعانات مجددا به مخزن تزریق می گردد تا با تبخیر میعانات رسوب کرده در مخزن، به افزایش بازیافت آنها کمک نماید.

کلمات کلیدی: مخازن گاز میعانی، میعانات گازی، فشار نقطه شبنم، بازگردانی گاز

مقدمه

مخازن گازی به سه دسته گاز خشک[1]، گاز میعانی[2] و گاز تر[3] تقسیم بندی می شوند.

مخازن گاز خشک به مخازنی اطلاق می شود که میزان ترکیبات سنگین (C5+) آن بسیار کم و یا فاقد آن می باشد. در این نوع مخازن هیچ میعانی در طول دوره بهره برداری در مخزن و در سطح تشکیل نمی شود.

مخازن گاز تر به مخازنی اطلاق می شود که دارای مقادیر قابل توجهی ترکیبات سنگین در گاز خود می باشند. لیکن دمای مخزن به اندازه ای بالاست که هیچ میعانی در طول دوره بهره برداری در مخزن تشکیل نمی شود.

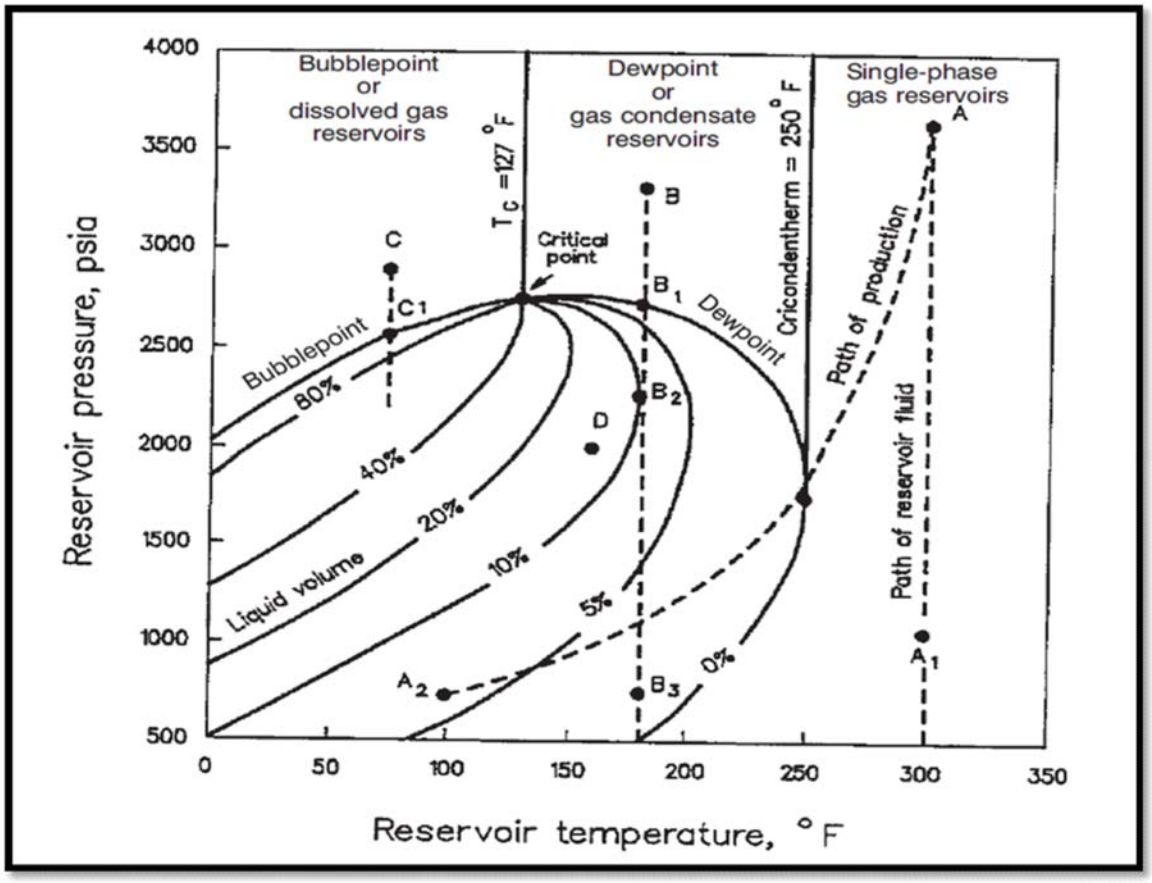
[1] - Dry Gas
[2] - Gas Condensate
[3] - Wet Gas

مخازن گاز میعانی از نظر ترکیب سیال حد واسط مخازن نفت فرار و گازتر می باشند که دمای این نـوع مخازن بین دمای بحرانی و Cricondentherm می باشد. نقطه B در شکل ۱ موقعیت نسبی این نوع مخازن را بر روی نمودار رفتار فازی نشان می دهد.

معمولاً در زمان های اولیه بهره برداری، سیال گاز میعانی در مخزن به حالت تکفاز قرار دارد اما به مـرور زمان با تولید از مخزن و انتشار موج افت فشار از دیواره چاه تا مرز مخزن، میعان ترکیبات سنگین و جدایش آنها از گاز در مخزن اتفاق می افتد. شکل۲ تشکیل مایع و در واقع شرایط دو فازی شدن مخزن گازی را بـه صورت شماتیک نشان می دهد.

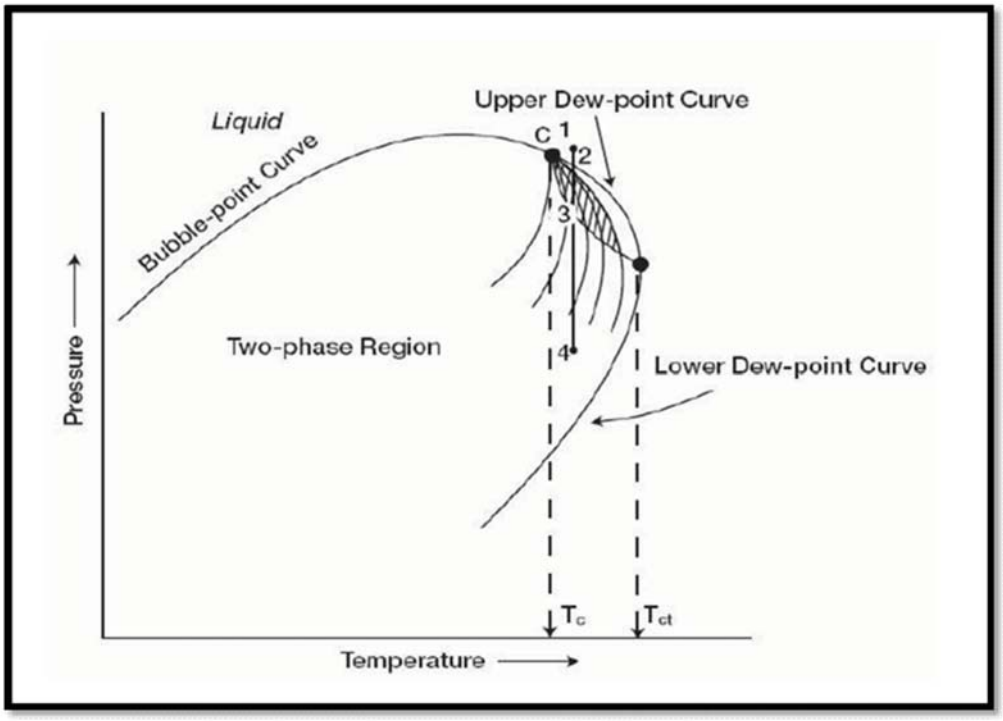
بطور کلی سه منطقه اشباع مایع در یک مخزن گازی قابل ترسیم است که به شرح زیر هستند:

ناحیه اول: ناحیه مجاور چاه که فشار مخزن در آنجا کمتر از فشار نقطه شبنم بوده و تجمع مایع بحـدی است که از اشباع بحرانی[۴] فراتر رفته و قابلیت حرکت بدرون چاه را دارد.



شکل۱: نمودار رفتار فازی سیالات مخزنی و موقعیت نسبی آنها

[4] - Critical Saturation



شکل ۲: نمودار رفتار فازی گاز میعانی در اثر افت فشار در دمای ثابت

ناحیه دوم: در این ناحیه فشار مخزن کمتر از نقطه شبنم می باشد اما اشباع مایع بحد بحرانی نرسیده و مایع تشکیل شده امکان حرکت ندارد.

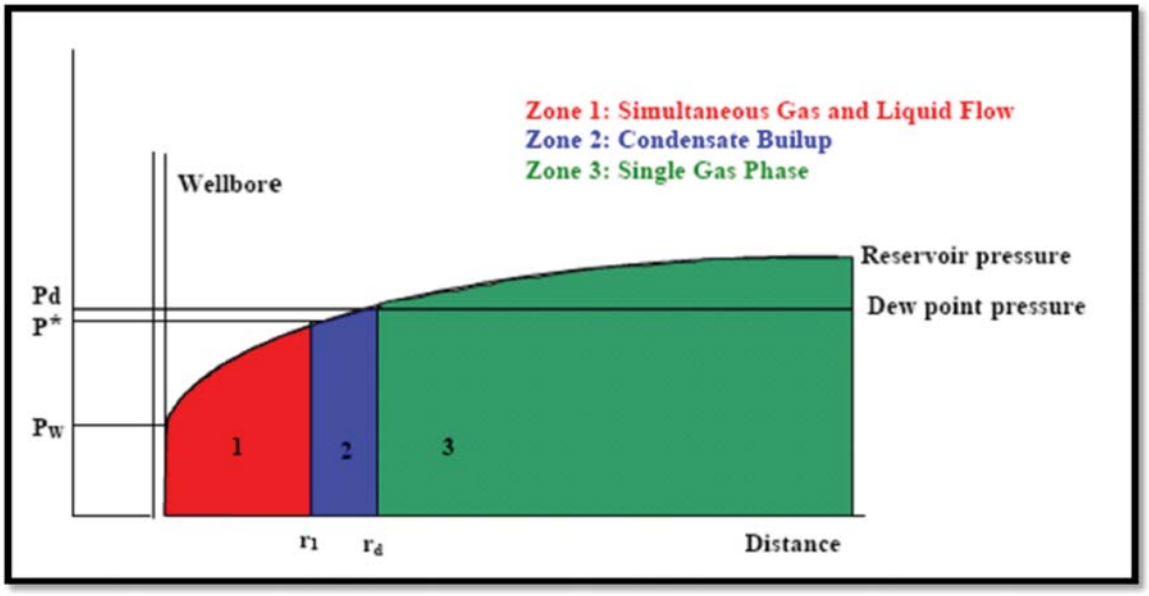
ناحیه سوم: ناحیه ای است که فشار مخزن در آنجا بیشتر از فشار نقطه شبنم است و هیچ مایعی تشکیل نشده است. این ناحیه ممکن است بدلیل استمرار تولید و کاهش کل فشار مخزن به زیر نقطه شبنم عملا وجود نداشته باشد.

شکل ۳ شماتیک اشباع و فشار مخزن را در سه ناحیه نشان می دهد.

مشکلات رسوب میعانات گازی در مخزن

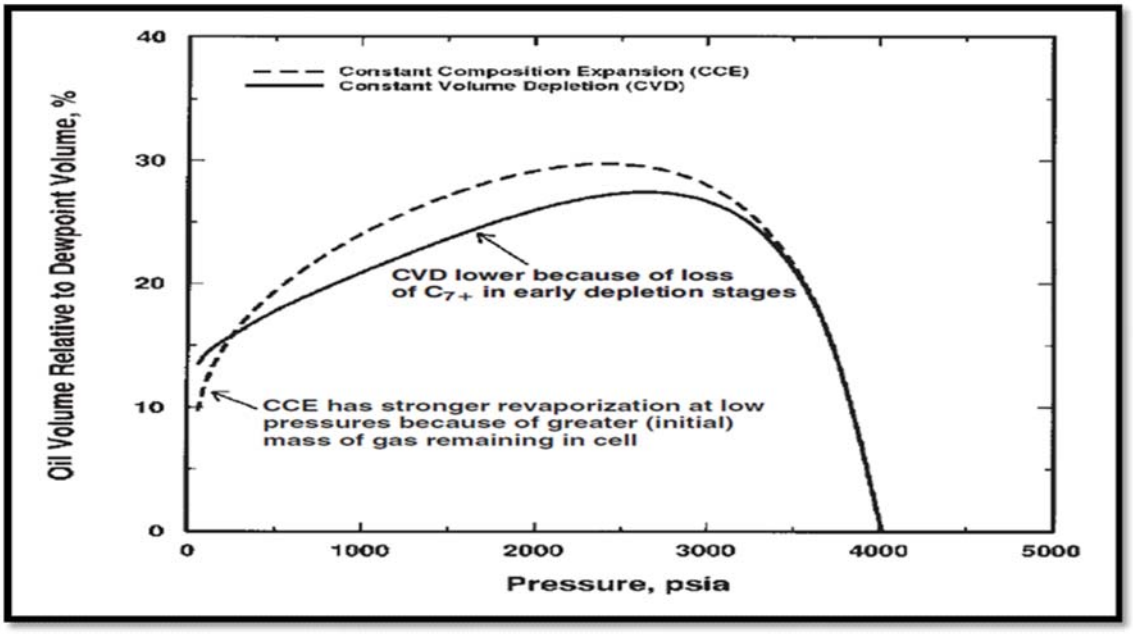
مشکلات ناشی از تشکیل مایع در مخزن از دو دیدگاه قابل بررسی است. از یک طرف تشکیل مایع باعث کندی حرکت گاز به ستون چاه و در واقع کاهش ضریب بهره دهی چاه[5] می شود. از طرف دیگر چون عمدتا این مایع قابل استحصال نبوده و ضریب برداشت مایع کل میدان کاهش می یابد باعث هدررفت میعانات ارزشمند گازی شده و عدم النفع اقتصادی زیادی را ایجاد می نماید. در چنین شرایطی متوسط ضریب برداشت مایع ممکن است به حداکثر ۴۰ درصد(در مقابل ضریب برداشت ۷۰-۸۰ درصدی گاز) برسد.

[5] - Productivity Index



شکل۳: نواحی فشاری مختلف در مخزن گاز میعانی

اگرچه در صورت ادامه تولید و کاهش فشار مخزن به مقدار کمتر از فشار تشکیل مـایع حـداکثری مـایع تشکیل شده در مخزن شروع به تبخیر می کند. شکل ۴ تبخیر مجدد مایع را در دو آزمایش ترکیب ثابت[۶] و حجم ثابت[۷] نشان می دهد.



شکل ۴: نمودار جدایش مایع با افت فشار در آزمایشهای CCE و CVD

[6] -Constant Composition Expansion
[7] -Constant Volume Depletion

همانگونه که ملاحظه می گردد در هر دو آزمایش، پس از کاهش فشار به حد معین روند تبخیر مایع آغاز می گردد.

افزایش ضریب برداشت مایع در مخازن گاز میعانی

آزمایشهای انجام شده نشان می دهد مایعی که در اثر کاهش فشار مخزن به زیر فشار شبنم تشکیل می شود معمولا در میزان اشباع کمتر از ۲۰ تا ۳۰ درصد غیر قابل حرکت می باشد. البته این مقدار با توجه به نوع سنگ و میعانات تشکیل شده متفاوت می باشد.

جهت افزایش ضریب برداشت میعانات گازی و جلوگیری از کاهش بهره دهی چاهها، تزریق گاز(گاز با ترکیبات مختلف و یا بازگردانی گاز تولیدی) و آب می تواند مورد توجه قرار گیرد. تزریق گازهای غیر هیدروکربوری نظیر نیتروژن و دی اکسید کربن در مخازن گاز خشک نیز جهت افزایش ضریب برداشت گاز مخزن ممکن است مورد استفاده قرار گیرد.

سیال تزریقی می تواند در ستیغ مخزن تزریق گردد که در این حالت منظور کند نمودن روند افت فشار در مخزن است.

جهت ارزیابی دقیق میزان مایع اضافی تولیدی حاصل از اجرای طرح تزریق، انتخاب ترکیب مناسب گاز تزریقی، روش و میزان بهینه تزریق،انجام شبیه سازی بر پایه نتایج آزمایشگاهی نقش بسزایی دارد.

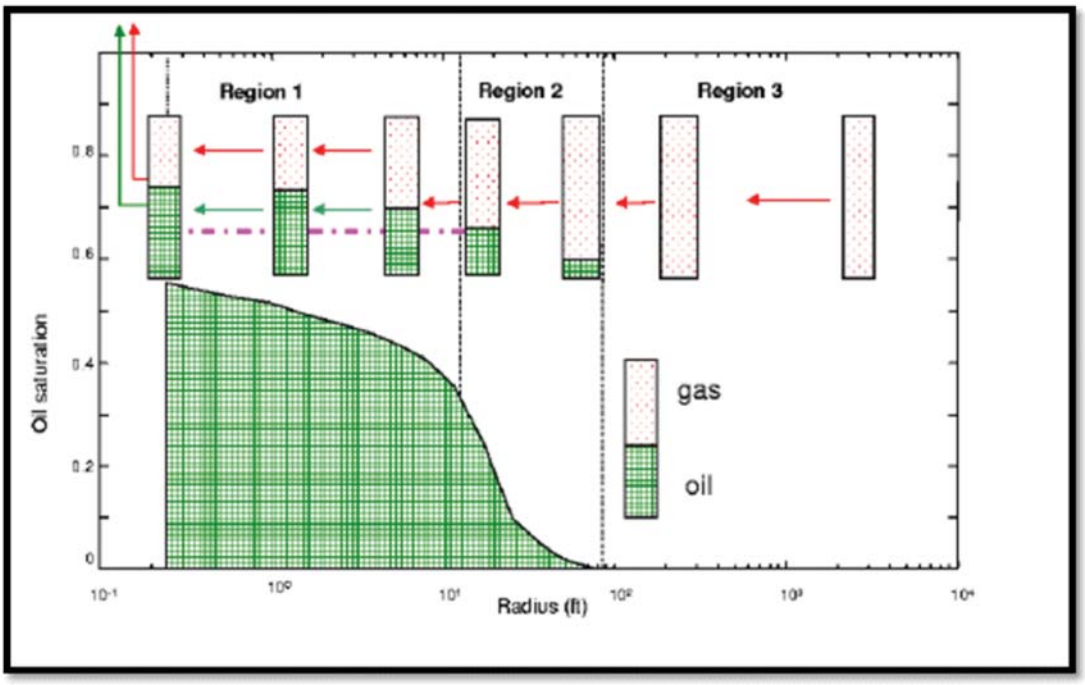
در ارزیابی دقیق اقتصادی طرح نیز لازم است علاوه بر هزینه های مرتبط با تزریق نظیر خطوط لوله، فرآورش، متراکم سازی، چاههای تزریقی و عدم فروش گاز تزریقی نیز مورد توجه قرار گیرد.

محل و مقدار تشکیل مایع در قسمتهای مختلف مخزن بسته میزان افت فشار متفاوت بوده و بطور منطقی انتظار می رود که در اطراف چاه به دلیل وجود بیشترین مقدار افت فشار شاهد تشکیل بیشترین مقدار مایع باشیم. حتی در نواحی نزدیک تر به دهانه چاه شرایط برای به حرکت در آمدن آن نیز وجود دارد. شکل ۵ بصورت شماتیک نواحی اشباع را در یک مخزن گاز میعانی نشان می دهد.

جهت جلوگیری یا کاهش تشکیل مایع در مخزن، تزریق گاز یا همان بازگردانی گاز تولیدی پس از جداسازی مایعات و میعانات و یا آب می تواند مد نظر قرار گیرد. در تزریق آب ممکن است هدف تثبیت فشار مخزن جهت جلوگیری از کاهش فشار آن به زیر نقطه شبنم باشد. در تزریق گاز علاوه بر جلوگیری از افت فشار، تبخیر مایع، جابجایی و اختلاط با گاز مخزن نیز مد نظر است. بنابراین در این حالت خواص و ترکیب گاز تزریقی نیز از اهمیت خاصی برخوردار خواهد بود.

در تزریق گاز، گازهای مختلفی نظیر دی اکسید کربن، نیتروژن و یا مخلوط گازهای هیدروکربنی سبک می تواند مورد استفاده قرار گیرد که عملکرد هر کدام از آنها با توجه به خواص متفاوت آنها و مایع تشکیل

شده با یکدیگر متفاوت بوده و لازم است از طریق روشهای آزمایشگاهی و شبیه سازی مورد بررسی دقیق قرار گیرد.



شکل۵: نمودار اشباع مایع در نواحی مختلف اطراف چاه

بهترین زمان شروع بازگردانی برای برداشت حداکثری میعانات گازی، موقعی است که فشار مخزن در حوالی و یا بالاتر از فشار شبنم مخزن است. هرچه فشار مخزن از فشار نقطه شبنم پایین تر باشد شروع بازگردانی میعانات گازی کمتری را عاید خواهد نمود.

گاز خشک تزریقی در ابتدا با گاز غنی مخزن در حالت امتزاجی قرار داشته و سپس با پیشروی هرچه بیشتر با میعانات تشکیل شده در تماس خواهد بود و بعد از چندبار تماس به حالت امتزاجی در خواهد آمد.

در این روش سرعت تزریق گاز بسیار مهم است زیرا اگر سرعت گاز بیشتر از سرعت بحرانی شود فرایند پایدار نخواهد بود و پدیده انگشتی شدن[8] و میان شکنی[9] گاز رخ خواهد داد.

از نظر الگوی تزریق نیز تزریق در ستیغ مخزن و تشکیل کلاهک گازی و یا سایر الگوهای متداول می تواند مدنظر قرار گیرد که عوامل متعد سنگ/سیال مخزن و شرایط عملیاتی، انتخاب روش بهینه را کنترل می کند.

بطور کلی عوامل زیر در موفقیت پروژه تزریق گاز/آب نقش دارند:

[8] -Fingering
[9] - Breakthrough

۱) ترکیب گاز تزریقی
۲) قابلیت گاز/آب در جابجائی گاز اولیه مخزن و میزان گاز باقیمانده
۳) قابلیت گاز در تبخیر مجدد مایع
۴) نا همگونی سنگ مخزن
۵) دبی و الگوی تزریق /تولید
۶) محدودیتهای عملیاتی از نظر حجم تزریق ، موقعیت چاههای تزریقی، فضاهای عملیاتی اجرای طرح بویژه در دریا

باید در نظر داشت آنچه در نهایت موفقیت طرح را توجیه می کند اقتصاد پروژه است که از طریق میزان مایع بازیافت شده قابل محاسبه است. بنابرین به نظر میرسد اهداف اولیه تزریق یا بازگردانی گاز مخازنی باشند که نسبت مایع به گاز[10] آنها قابل توجه باشد تا هزینه های اجرای طرح از محل درآمد های حاصل از بازیافت بیشتر مایعات گازی آن قابل جبران باشد. به عنوان مثال، در پروژه بازگردانی گاز در مخزن گاز میعانی Yaha، بزرگترین مخزن گازمیعانی کشور چین، مقدار CGR گاز بین ۱۱۳-۱۹۲ bbl/MMscf بوده است. این مخزن ماسه سنگی و عمق آن حدود ۵۰۰۰ متر و فشار تزریق در آن ۷۲۵۰ پام بوده است. گازدرجای آن ۸۰۰ میلیارد فوت مکعب و تخلخل متوسط آن ۱۵/۶٪ می باشد.

از دیگر پروژه های موفق بازگردانی گاز در مخازن گاز میعانی می توان به پروژه Bayu-Undan کشور استرالیا در دریای تیمور اشاره نمود.

بهر حال لازم است با انجام شبیه سازی های دقیق بر پایه نتایج آزمایشگاهی ، میزان دقیق مایع تولیدی و هزینه های مرتبط، محاسبه و ارزیابی دقیق اقتصادی صورت پذیرد.

بطور کلی نکاتی را که در ارزیابی طرح باید همواره مد نظر قرار داد عبارتند از:

۱) با تزریق گاز سبک هیدروکربوری عملا امکان فروش این گاز مدتی به تعویق می افتد که باید در ارزیابی های اقتصادی لحاظ شود.
۲) جهت تزریق، تجهیزات اضافی توزیع، متراکم سازی، چاه های تزریقی و ... مورد نیاز است.
۳) ترکیب گاز تزریقی، الگو ، دبی و فشار تزریق از طریق شبیه سازی فرآیند بر پایه نتایج آزمایشگاهی بدست می آید.
۴) حتی در صورت تثبیت فشار مخزن در بالای نقطه شبنم امکان بازیافت ۱۰۰٪ مایع وجود ندارد.

[10] -Condensate to Gas Ratio(CGR)

نتیجه گیری:

در مخازن گاز میعانی پس از افت فشار مخزن به زیر نقطه شبنم رسوب میعانات در مخزن آغاز می گردد. میزان رسوب به میزان ترکیبات سنگین گاز مخزن بستگی دارد. این رسوب می تواند باعث کـاهش تراوایـی سنگ مخزن و کاهش بهره دهی چاه ها و همچنین عدم تولید میعانات باارزش گازی و عدم النفع اقتصـادی گردد. به همین خاطر میتوان با استفاده از روش بازگردانی گاز مقداری از میعانات رسوب کرده در مخـزن را بازیافت نمود. اما الزاما اجرای هر طرح بازگردانی اقتصادی نبوده و نتایج آن به شدت به عوامل مختلفی مانند ترکیب گاز مخزن، ترکیب گاز تزریقی، الگوی تزریق و هزینه های طرح بستگی دارد. بنابراین بهتر است قبل از هرگونه اقدام، با انجام آزمایش مورد نیاز، بهترین ترکیب گاز و الگوی تزریق برای طرح انتخاب شـده و بـا انجام برآوردهای اقتصادی، به صرفه بودن طرح از لحاظ تجاری مورد ارزیابی قرار گیرد.

منابع:

- Curtis H. Whitson, Michael R. Boule “Phase Behavior”, Richardson(2000)

- Craft B.C, Hawkins M.F “Applied Petroleum Reservoir Engineering”, Prentice Hall(1991)

-www.offshore-technology.com

- conocophillips.com.au

-Linkspringer.com

- cnpc.com.cn