گزارش فاز اول

شامل :

الف – ازدیاد برداشت میعانات گازی در مخازن گاز میعانی

ب – مرور آزمایش های انجام شده در مورد مخازن گاز میعانی

ج – مطالعه و بررسی اطلاعات مخزن گاز میعانی پارس جنوبی

گزارش فاز اول

الف – ازدیاد برداشت میعانات گازی در مخازن گاز میعانی

الف - ازدیاد برداشت میعانات گازی در مخازن گاز میعانی

فهرست مطالب

1- مخازن گاز خشک (Dry Gas)

2- مخازن گاز تر (Wet Gas)

3- مخازن گاز میعانی (Condensate Gas)

3-1 اشباع بحرانی مایعات در مخازن گاز میعانی

3-2 مایعات گازی در مخازن

4- کلاهک گازی (Gas Cap)

5- ازدیاد برداشت مخازن گاز میعانی

5-1 برداشت طبیعی (Natural Depletion)

5-2 بازگردانی گاز خشک در مخازن گاز میعانی

5-3 عوامل مؤثر در ازدیاد برداشت میعانات گازی با بازگردانی

5-4 استفاده از گاز ازت برای بازگردانی

5-5 امتزاج پذیری بازگردانی گاز خشک در مخازن گاز میعانی

5-6 سرعت بحرانی تزریق گاز (Critical Velocity)

5-7 اطلاعات مخزنی مورد نیاز برای مطالعه بازگردانی مخازن گاز میعانی

منابع علمی (References)

« محرمانه »

بسمه تعالی

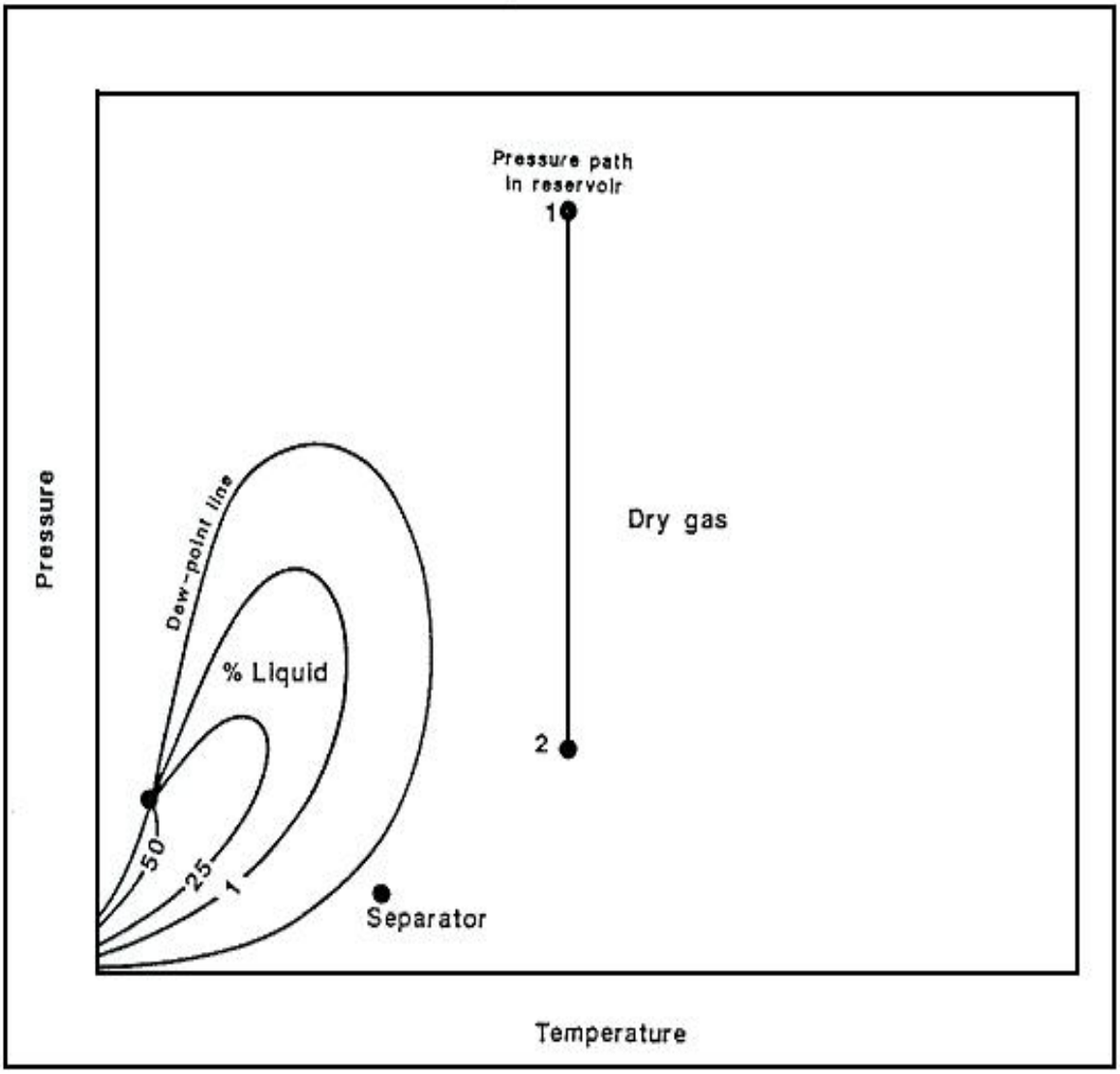
تاریخ : 2 / 5 / 1386

الف - ازدیاد برداشت میعانات گازی در مخازن گاز میعانی

موضوع این پروژه مطالعه ازدیاد برداشت میعانات گازی از مخزن عظیم گاز میعانی پارس جنوبی است . در این بخش مشخصات مخازن گاز ئیدروکربنی و ازدیاد برداشت میعانات گازی مورد مطالعه و بررسی قرار میگیرد . در مخازن گازی ترکیبات متان ، ئیدروکربن های میانی و گازهای غیر ئیدروکربنی نظیر H_2S , CO_2 , N_2 و هلیم به مقدار کم وجود دارد . انواع مخازن گازی به قرار زیر می باشند :

1 - مخازن گاز خشک (Dry Gas)

این مخازن بطور عمده حاوی گاز متان (CH_4) می باشند و مقدار کمی ئیدروکربن های میانی نیز دارند . تصویر شماره 1-1 دیاگرام فازی یک مخزن گاز خشک را نشان میدهد . (1 -1) . ملاحظه میشود که در شرایط فشار و دمای مخزن فقط یک فاز گاز در مخزن وجود دارد و در دمای ثابت مخزن با افت فشار به علت تولید گاز هیچ مایعی در مخزن تشکیل نمیشود . در شرایط فشار و دمای تفکیک کننده در سطح نیز مایعی استحصال نمیشود . چون در شرایط مخزن مقداری بخار آب در گاز خشک وجود دارد معمولاً در شرایط تفکیک کننده در سطح مقداری آب شیرین نیز بدست میآید . هر چقدر دمای مخزن بالاتر باشد مقدار آب همراه گاز بیشتر است . مخازن گاز خشک نیاز به روش های معمول ازدیاد برداشت ندارند و ضریب برداشت گاز بستگی به عمق ، دما ، ساختمان ، مشخصات سنگ مخزن و چگونگی فعالیت سفره آبی آنها دارد . ضریب برداشت مخازن گاز خشک از حدود 60 الی 90 درصد حجم گاز در جای اولیه تغییر میکند . درکشور ایران مخازن متعددی نظیر کبیر کوه ، سهند ، هلیلان ، کوه احمدی 000 وجود دارند که درصد بالایی گاز ازت (23 / 64 درصد گاز ازت در مخزن کبیر کوه) دارند و گاز خشک محسوب میشوند .



تصویر شماره 1-1 دیاگرام فازی مخزن گاز خشک

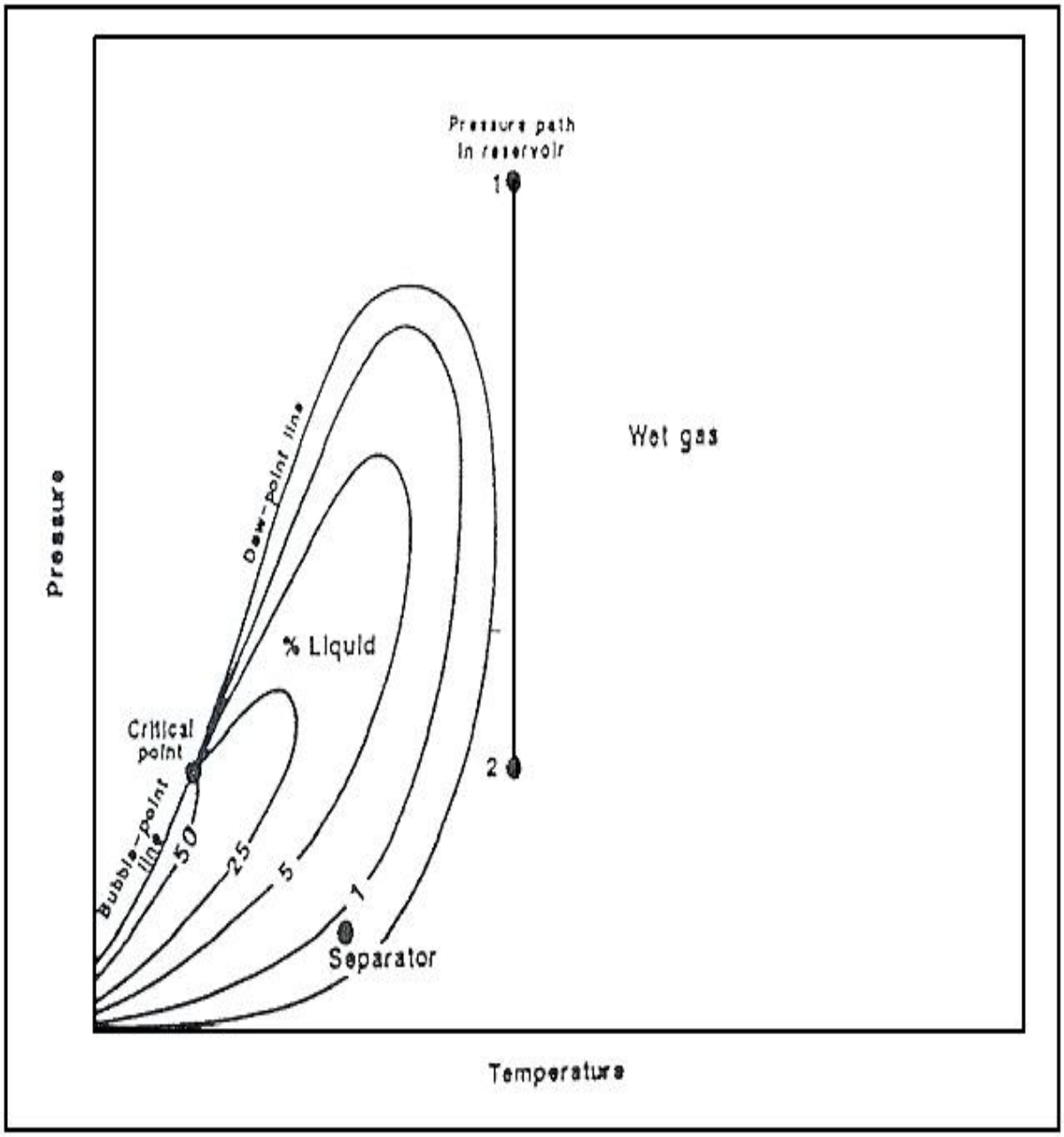
2 - مخازن گاز تر (Wet Gas)

در این نوع مخازن در زمان تولید گاز و افت فشار در دمای ثابت در داخل مخزن زیر زمینی هیچ مایعی تشکیل نمی شود و ئیدروکربن های مخزن گازی شکل هستند ولی در شرایط فشار و دمای تفکیک کننده (Separator) در سطح مقداری مایعات گازی بدست میآید . تصویر شماره 2-1 دیاگرام فازی یک مخزن گاز تر را نشان میدهد (2-1) . در این تصویر ملاحظه میشود که فشار و دمای تفکیک کننده در داخل ناحیه دو فازی دیاگرام فازی است و دمای مخزن که در طول زمان تولید ثابت است در خارج از ناحیه دو فازی قرار دارد . مایعات تشکیل شده در سطح را مایعات گازی یا میعانات گازی و یا قطران گاز (Gas Condensate) گویند . در این مخازن معمولاً نسبت گاز تولیدی به مایعات استحصالی (Gas Condensate Ratio) بیشتر از 50000 SCF/STB و یا نسبت حجم مایعات استحصالی به گاز تولیدی کمتر از 20 BBL/MMSCF می باشد .

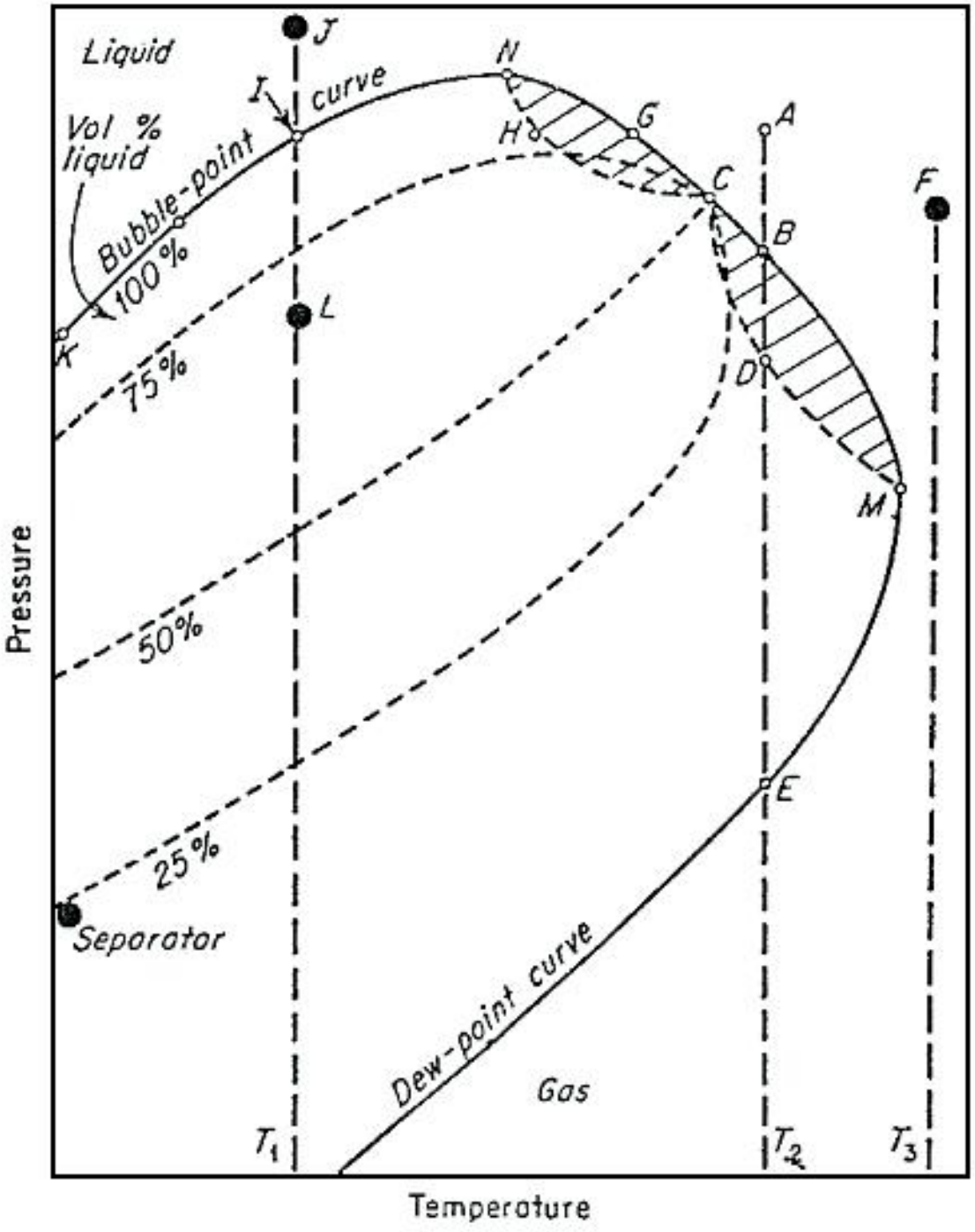
در مخازن گاز تر میزان مایعات گازی نسبت به گاز تولیدی و نیز سنگینی و ترکیبات مایعات استحصالی در طول زمان بهره برداری تغییر نمی نماید . مایعات گازی مخازن گاز تر شفاف و روشن است و سنگینی آنها از سنگینی (Gravity) مایعات گازی مخازن گاز میعانی کمتر است (درجه API بالاتری دارند) . در مخازن گاز تر چون با تولید و کم شدن فشار در دمای ثابت در خلل و فرج سنگ مخزن مایعی تشکیل نمیشود نیاز به بازگردانی گاز خشک و اعمال روش های ازدیاد برداشت معمولی ندارند . مکانیزم معمولی تولید از مخازن گاز تر مانند گاز خشک برداشت طبیعی (Natural Depletion) می باشد .

3 - مخازن گاز میعانی (Condensate Gas)

مخازن گاز میعانی حاوی گاز میعانی هستند . دیاگرام فازی یک نمونه گاز میعانی در تصویر شماره 3-1 نشان داده میشود . در این دیاگرام فازی حداکثر دمای دو فاز همزیست (Cricondentherm) در نقطه M و حداکثر فشار دو فاز همزیست (Cricondenbar) در نقطه N مشخص میباشد . این نقاط غیر از فشار و دمای نقطه بحرانی گاز میعانی می باشند .



تصویر شماره 1 - 2 دیاگرام فازی مخزن گاز تر



تصویر شماره 3 - 1 دیاگرام فازی مخزن گاز میعانی

سطح محصور بین منحنی های نقاط حباب و نقاط شبنم در دیاگرام فازی نواحی دو فازی هستند و گاز مخزن در این نواحی می تواند در فشار و دماهای مختلف در حالت دو فاز متعادل باشد . نواحی اطراف نقطه بحرانی در داخل دیاگرام فازی (تصویر شماره 3-1) که سایه زده شده است نواحی میعان معکوس و تبخیر معکوس (Retrograde Region) گفته میشود . در این نواحی عمل میعان و یا تبخیر در اثر افت فشار و یا افت دما حالت معمولی سایر قسمت های دو فاز را ندارد و برعکس نواحی دیگر دیاگرام فازی عمل می نمایند . مثلاً از نقطه A در دمای ثابت با کم شدن فشار سیستم ابتدا به نقطه B که نقطه شبنم است میرسد و از نقطه B تا نقطه D با کم شدن فشار بجای تبخیر میعان انجام میگیرد و از نقطه D به پایین با کم شدن فشار تبخیر صورت می پذیرد . در مخازن گاز میعانی پدیده میعان معکوس در فشار های بین فشار بحرانی و حداکثر فشار دو فاز همزیست اتفاق میافتد .

در مخازن گاز میعانی سیال مخزن ابتدا در شرایط فشار و دمای نقطه B (تصویر شماره 3-1) و یا بالاتر است و لذا در شرایط اولیه مخزن ئیدروکربن های موجود در آن گازی شکلند . با بهره برداری از مخزن با کاهش فشار در دمای ثابت بتدریج در مخزن مایعات گازی تشکیل میشود . در مخازن گاز میعانی تبخیر معکوس یعنی افت دما در فشار ثابت اتفاق نمی افتد . عمل میعان معکوس تا زمانی که فشار و دمای گاز مخزن در ناحیه میعان معکوس دیاگرام فازی قرار دارد ادامه پیدا میکند .

با کم شدن فشار پس از خروج از ناحیه میعان معکوس در مخزن تبخیر مجدد (Reevaporation) شروع میشود . این تبخیر مجدد در سر چاه بصورت افزایش نسبت مایع به گاز قابل تشخیص است . معمولاً چون فشار تبخیر مجدد در مخازن گاز میعانی بسیار پائین و نزدیک به فشار ترک مخزن است با تبخیر مجدد مایعات گازی زیادی استحصال نمیشود . بعلاوه با تولید از مخزن و استحصال بیشتر ترکیبات سبک تر دیاگرام فازی سیال باقیمانده در مخزن بدلیل دارا بودن درصد بیشتری از ترکیبات سنگین تغییر میکند . تغییر دیاگرام فازی سیال مخزن مقدار مایعات باقیمانده در مخزن را بیشتر نشان میدهد .

هرچه میزان ئیدروکربن های سنگین در سیال مخزن بیشتر باشد دمای بحرانی سیال مخزن به دمای مخزن نزدیک تر است و در نتیجه مقدار بیشتری مایعات گازی در مخزن باقی میماند و هر چه دمای مخزن به دمای حداکثر دمای دو فاز همزیست (Cricondentherm) نزدیک تر باشد مخزن شبیه گاز تر (Wet Gas) عمل میکند و میزان مایعات گازی بجا مانده در مخزن کمتر است .

3 - 1 – اشباع بحرانی مایعات در مخازن گاز میعانی (Condensate Critical Saturation)

در قسمت قبل گفته شد که با افت فشار مخزن به واسطه برداشت طبیعی بعد از اینکه فشار مخزن به زیر فشار نقطه حباب رسید مایعات گازی در مخزن تشکیل میشود و این مایعات به جداره خلل و فرج سنگ مخزن میچسبد و تولید نمیشود . مقدار مایعات تشکیل شده بتدریج همراه با کاهش فشار زیاد میشود ولی بصورت روان نیست و جریان پیدا نمیکند . هنگامی که درصد مایعات تشکیل شده به میزان بحرانی رسید مایعات گازی مازاد بر اشباع بحرانی جریان پیدا میکند و به سمت پائین و یا چاههای تولیدی حرکت مینمایند . بنابراین اشباع بحرانی مایعات گازی حداکثر درصد اشباع مایعات تشکیل شده در مخزن می باشد که هنوز روان نشده و به جداره خلل و فرج سنگ مخزن چسبیده است .

Critical Saturation مایعات گازی در مخازن گاز میعانی بستگی به تراوایی و تخلخل سنگ مخزن ، نوع سنگ مخزن ، خاصیت تر شوندگی (Wettability) سنگ مخزن ، میزان اشباع آب (Water Saturation) ، فشار و دمای مخزن و مشخصات مایعات گازی آن دارد . میزان درصد اشباع بحرانی مایعات گازی مخازن مختلف بین حدود 10 تا 50 درصد حجم خلل و فرج سنگ مخزن در منابع علمی مختلف آمده است (3 -1). میزان اشباع آب همزاد (Swc) تاثیر زیادی بر میزان اشباع بحرانی دارد و قابل مطالعه و بررسی است .

در مخازنی که میزان مایعات گازی تشکیل شده از اشباع بحرانی بالاتر رود برای مطالعه ، بررسی و ارزیابی میزان مایعات استحصالی در طول زمان بهره برداری شناخت تراوایی نسبی بین گاز و مایعات گازی (قطران) در شرایط فشار و دمای مخزن مورد لزوم است . در شرایط فشار و دمای مخزن کشش سطحی بین گاز و مایعات گازی بسیار پایین است و نمی توان از اطلاعات تراوایی نسبی گاز و نفت که داری کشش سطحی بالاتری هستند برای سیستم گاز و مایعات گازی استفاده نمود .

3 - 2 – مایعات گازی در مخازن گاز میعانی

معمولاً در مخازن گاز میعانی نسبت گاز به مایعات گازی تولیدی بین 3200-150000 SCF/STB و یا نسبت مایعات گازی به گاز تولیدی بین 6.66-912.5 STB/MMSCF می باشد . موقعی که میزان مایعات گازی کمتر از 20 STB/MMSCF باشد میزان مایعات تشکیل شده در مخزن بسیار پایین می باشد

و می توان آن را گـاز تر بشمار آورد . زمانی که میزان مایعـات گـازی استحصالی زیاد است مخزن به حالـت مخزن نفـت فرار (Volatile Oil) میل میکند .

سنگینی مایعات گازی در شرایط فشار و دمای سطح اغلب بین 40 تا 60 درجه API تغییر میکند ولـی مقادیر تا 29 درجه API و نیز بالاتر از60 درجـه API نیـز گـزارش شـده اسـت (4-1) . رنـگ مایعـات گازی اغلب روشن مثل آب می باشد ولی موقعی که مایعات گازی سنگین است دارای رنگ تیره می باشد . مخازن گـاز میعانی که مایعات گـازی تیره رنـگ دارند بواسطه وجود ئیدروکربن های سنگین فشـار حبـاب (Dew Point) آنها در دمای مخزن بسیار بالاست .

معمولاً میزان C_7^+ در سیال مخازن گاز میعانی کمتر از 12/5 درصد مولی اسـت و سـیالاتی کـه دارای C_7^+ بیشتری از این مقدار باشند در مخزن بصورت مایع عمل میکنند . البته موارد استثناء هـم گـزارش شـده است . گاز متان در مخازن گاز میعانی حدوداً 90 – 75 در صد مولی ترکیب را شامل میشود در صورتی که این نسبت در نفت خام حدود 53 – 44 درصد مولی میباشد . مخازن گاز میعـانی بیشـتر در محـدوده فشـاری 8000 – 3000 پام و دمای 200 تا 400 درجه فارنهایت یافت میشوند .

مخازن گاز میعانی را میتوان به سه دسته ضعیف ، متوسط و غنی تقسـیم کـرد اگـر میـزان مایعـات گـازی کمتـر از 30STB/MMSCF باشـد مخـزن گـاز میعـانی ضـعیف ، اگـر میـزان مایعـات گـازی بـین 30–80STB/MMSCF باشـد مخـزن گـازی متوسـط و اگـر میـزان مایعـات گـازی بیشـتر از 80STB / MMSCF باشد مخزن گازی غنی (Rich) نامیده میشود .

نمونه گیری صحیح و دقیق سیال مخزن گاز میعانی برای تعیین میـزان مایعـات استحصـالی و نیـز بدسـت آوردن آنالیز دقیق سیال مخزن بسیار مهم است و روی ارزیابی ها و مطالعات مخزن تأثیر زیاد دارد .

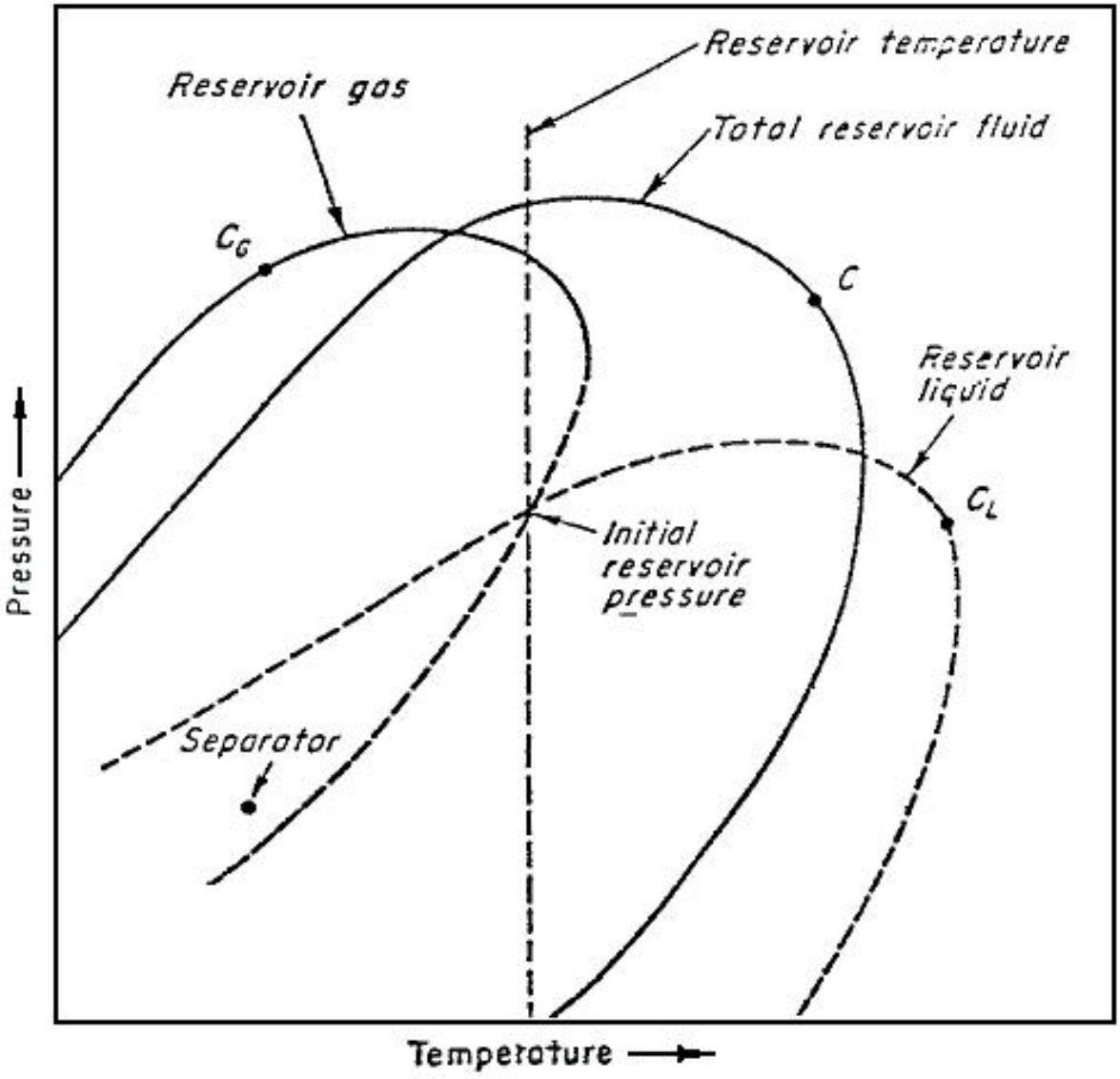
نمونه گیری از سیال مخزن گاز میعانی می بایست در ابتدای عمر مخزن و قبـل از افـت فشـار آن بـه زیـر نقطه شبنم صورت گیرد . در صورت دو فازی شدن گاز میعـانی در مخـزن نمونـه گرفتـه شـده معـرف نمونـه واقعی مخزن نمی باشد . ضروری است که قبل از نمونه گیری شرایط چـاه بصـورت پایـدار در آیـد . پایـدار کردن شرایط چاه معمولاً بصورت جریان دادن چاه با یک دبی کم و ثابت برای مـدت چنـد روز مـی باشـد . این مدت زمان برای مخازن کم تراوا می بایست بیشتر باشد . در هنگام نمونه گیری اختلاف فشار بین مخـزن و چاه می بایست حداقل ممکن باشد .

4 - کلاهک گازی (Gas Cap)

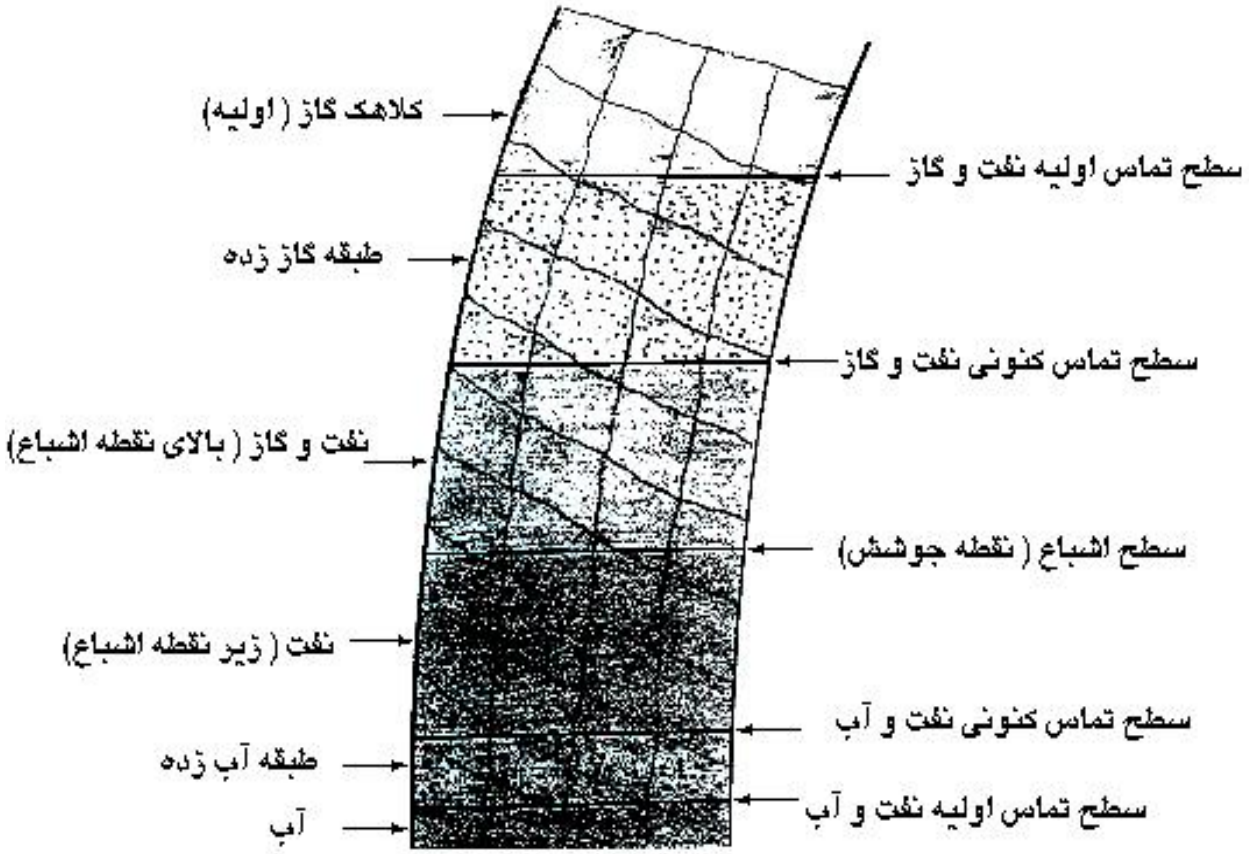
در مخازن نفتی که فشار و دمای مخزن در ناحیه دو فازی دیاگرام فازی باشد دو فاز نفت و گاز در مخزن وجود دارد . لایه گازی در بالای لایه نفتی است و آن را کلاهک گازی گویند بعضی از مخازن نفتی از ابتدا کلاهک گازی دارند و بتدریج با تولید نفت حجم آن کلاهک گازی زیاد میشود . تعدادی از مخازن نفتی نیز ابتدا کلاهک گازی ندارند و بتدریج با کاهش فشار مخزن در اثر تولید نفت و جدا شدن گاز از نفت کلاهک تشکیل میشود . در این مخازن نفت و گاز در حال تعادل هستند . تصویر شماره 4-1 دیاگرام فازی گاز و نفت مخزن و نیز دیاگرام فازی مجموع آنها را نشان میدهد . در این نوع مخازن فشار مخزن در سطح مشترک نفت و گاز (Gas Oil Level) در هر زمان معادل فشار نقطه حباب لایه نفتی و فشار نقطه شبنم لایه گازی است . گاز کلاهک گازی مخازن ممکن است گاز تر ، گاز خشک و یا گاز میعانی باشد .

تصویر شماره 5-1 کلاهک گازی یک مخزن نفتی شکافدار را نشان میدهد . در این مخزن گازی سطح تماس اولیه نفت و گاز مشخص شده است . در اثر تولید نفت و افت فشار مخزن سطح تماس نفت و گاز پایین میآید ، یعنی حجم کلاهک گازی افزایش پیدا میکند . ناحیه بین سطح تماس اولیه نفت و گاز و سطح تماس کنونی نفت و گاز با هم در بلوک های مخزن وجود دارند و بواسطه مکانیزم ریزش نقلی بتدریج نفت بلوک ها ریزش میکند .

رانش کلاهک گاز (Gas Cap Drive) یکی از مکانیزم های مهم تولید نفت مخازن کلاهک دار است . هر چه بهتر فشار کلاهک گازی تثبیت شود و افت نداشته باشد درصد برداشت لایه نفتی بالاتر است . در کلاهک های گازی بزرگ و دارای ستون بلند گاز که حاوی گاز میعانی باشند برای جلوگیری از هرز رفت میعانات گازی و استحصال زودتر هیدروکربن های میعانی با ارزش تر بازگرادانی گاز خشک از بالای مخزن و تولید گاز همراه با مایعات گازی از پایین لایه نفتی اقتصادی و مقرون به صرفه است . برنامه ریزی و ارزیابی فنی بازگردانی گاز خشک در این مخازن مطالعات فنی و اقتصادی بخصوص لازم دارد . بازگردانی گاز خشک درصورتی که باندازه لازم و متناسب با تولید تزریق شود و ساختمان و خصوصیات سنگ مخزن نیز مناسب باشد روی برداشت لایه نفتی آن تأثیر مهمی نخواهد داشت .



تصویر شماره 4 - 1 دیاگرام فازی مخزن نفتی دارای کلاهک گازی



تصویر شماره 5 - 1 کلاهک گازی در یک مخزن نفتی شکاف دار

5 - ازدیاد برداشت مخازن گاز میعانی

مخازن گاز میعانی به دو صورت زیر تولید میشوند :

5 - 1 – برداشت طبیعی (Natural Depletion)

در ایـن نـوع بهـره بـرداری تزریـق و یـا فشـار افزایـی انجـام نمیگیـرد و میـزان میعانـات گـازی (Condensate Gas Ratio) در گاز تر تولیدی با کاهش فشار مخزن کم میشـود . کـاهش CGR تـا فشار تبخیر مجدد (Revaporation) ادامه دارد و حجم قابل توجه ای از میعانـات بـا ارزش موجـود در

گاز تر اولیه در خلل و فرج سنگ مخزن رسوب مینماید و همراه باگاز خشک تولید نمیشود . فشار تبخیر مجدد در مخازن گاز میعانی معمولاً پایین و نزدیک فشار ترک مخزن است و لذا میعانات رسوب کرده در مخزن دوباره تبخیر و تولید نمیشوند .

ضریب برداشت گاز خشک مخازن گاز میعانی در حالت برداشت طبیعی بستگی به فشار ترک مخزن ، عمق مخزن و مشخصات سنگ مخزن دارد و حدوداً بین 60 تا 90 درصد برآورد میشود . ضریب برداشت میعانات گازی با روش برداشت طبیعی در حدود نصف مقادیر مذکور است .

در اینگونه بهره برداری بهره دهی چاههای تولیدی با افت فشار بعلت تجمع میعانات رسوبی در اطراف چاهها کم میشود و همچنین از ظرفیت اولیه تأسیسات مرتبط با جداسازی میعانات استفاده نمیشود .

2 - 5 - بازگردانی گاز خشک در مخازن گاز میعانی

یکی از روشهای معمول جهت جلوگیری از ریزش میعانات گازی در مخازن گاز میعانی متوسط و غنی و در نتیجه ازدیاد برداشت میعانات با ارزش مخزن بازگردانی گاز خشک (معمولاً متان) به مخزن می باشد .

در عملیات بازگردانی ، گاز تولید شده از مخزن پس از فرآورش در واحدهای جدا کننده و استحصال مایعات گازی مجدداً بصورت گاز خشک از طریق چاههای تزریقی به مخزن تزریق میگردد .

بازگردانی گاز خشک علاوه بر تثبیت فشار مخزن باعث میشود که گاز غنی بسوی چاههای تولیدی رانده شود و میعانات آن قبل از رسوب در مخزن استحصال شود . گاز بازگردانی شده که بطور عمده متان می باشد نه تنها از نرخ افت فشار مخزن جلوگیری میکند بلکه باعث میشود سیال مخزن سبک تر شده و بازیافت آن بالاتر رود . برداشت ترکیبات سنگین از سیال تولیدی و بازگردانی گاز خشک آن سبب میشود که دیاگرام فازی سیال مخزن به حالت گاز تر (Wet Gas) نزدیک تر شود . در مرحله بعد مخزن می تواند بصورت افت فشار تخلیه شود بدون اینکه مایع قابل توجه ای در مخزن رسوب کند . یکی از مزایای بازگردانی گاز خشک این است که مایع تشکیل شده در مخزن مادامیکه امکانات فروش گاز خشک موجود نیست بطور اقتصادی قابل بازیافت است و هنگام پایان پروژه مخزن گاز خشکی خواهیم داشت که از لحاظ اقتصادی دارای ارزش بالاتری نسبت به اول پروژه است .

3 - 5 - عوامل مؤثر در ازدیاد برداشت میعانات گازی با بازگردانی

اگر باندازه کافی گاز خشک تزریق شود تثبیت کامل فشار (Pressure Maintenance) مخزن را همراه دارد . معمولاً بازگردانی تمام گاز خشک یک مخزن برای تثبیت کامل فشار کافی نیست . مطالعات انجام شده نشان میدهد حدود 115 تا 130 درصد گاز در جای اولیه برای تثبیت فشار اولیه لازمست . در مواردی که تثبیت کامل فشار بدلیل در دسترس نبودن حجم گاز تزریقی کافی عملی نیست بازگردانی به روش تثبیت جزئی فشار هم نتایج خوبی در برداشته است . البته موفقیت این روش ها بستگی به مشخصات سنگ و سیال مخزن دارد و در مواردی ضریب برداشت آنها بیشتر از بازگردانی با روش تثبیت کامل فشار است .

در مطالعه ای که در مورد میزان گاز بازگردانی و ضریب برداشت میعانات گازی در مخزن گاز میعانی South Kaybob واقع در کانادا (5–1) بعمل آمده نتایج زیر حاصل شده است :

ضریب برداشت میعانات گازی	درصد گاز بازگردانی	حالت بازگردانی
84	100	تثبیت فشار
82	74	گاز خشک مخزن
80/7	60	قسمتی از گاز خشک مخزن

ملاحظه میشود که در این مورد ضریب برداشت میعانات گازی با کم شدن حجم گاز بازگردانی تغییر زیادی نکرده است . میزان میعانات گازی مخزن فاکتور مهمی برای تعیین اقتصادی بودن بازگردانی می باشد . مخازن گاز میعانی ضعیف اغلب برای بازگردانی مناسب نیستند .

زمان شروع بازگردانی گاز در مخزن اهمیت ویژه دارد . بهترین زمان شروع بازگردانی برای برداشت زیاد تر میعانات گازی در حوالی و یا بالاتر از فشار شبنم مخزن می باشد . هرچه فشار مخزن از فشار نقطه شبنم پایین تر باشد شروع بازگردانی در آن فشارها میعانات گازی کمتری عاید مینماید . در فشارهای خیلی پایین بازگردانی مقرون به صرفه نیست .

در عملیات بازگردانی ضریب برداشت میعانات گازی تابع سه راندمان جابجایی (Displacement Efficiency) ، راندمان جارویی سطحی (Areal Sweep Efficiency) و راندمان جاروئی عمودی (Vertical Sweep Efficiency) می باشد .

راندمان جابجایی در یک نمونه سنگ یکنواخت مخزن با بکارگیری سیال مخزن در شرایط فشار و دمای مخزن در آزمایشگاه تعیین میشود . این راندمان با داشتن خواص سنگ و سیال ، روابط و معادلات جریان سیالات و بکارگیری نتایج تجربی و آزمایشگاهی مربوطه نیز محاسبه میشود . ضریب برداشت جابحائی میعانات گازی با بازگردانی کامل حدود 90-70 است . ضریب برداشت میعانات گازی بستگی به راندمان جاروئی سطحی و عمودی نیز دارد . این راندمان ها بیشتر تابع ناهمگنی سنگ مخزن ، میزان تولید و تزریق محل و تعداد چاههای تزریقی و تولیدی ، کوچک و بزرگ بودن مخزن و حد و حدود مخزن می باشد . راندمان جاروئی سطحی و عمودی مخازن گاز میعانی نیز بین حدود 90-50 درصد تغییر می نماید .

در مخازنی که بدلایل مختلف مانند کوچک بودن مخزن ، ناهمگنی شدید مخزن و یا کوچک بودن بلوک های مخزن امکان استفاده از روش های تثبیت فشار عملی نیست توصیه های تئوری مبنی بر استفاده از روش های بازگردانی هاف اند پاف (Huff & Puff) میباشد . این موضوع در مقالات علمی از سال 1997 به بعد مطرح است (6 – 1) .

در مقالات فنی منتشرشده تعداد کمی از مخازن گاز میعانی دارای رانش آب طبیعی می باشند . در مخازنی که رانش آب فعال جزئی دارند بهترین روش برای ازدیاد برداشت میعانات گازی باز تثبیت کامل فشار مخزن است .

4 - 5 – استفاده از گاز ازت برای بازگردانی

معمولاً گاز متان برای بازگردانی در مخازن گاز میعانی استفاده میشود ولی میتوان از گاز ازت، گاز CO_2 و گازهای حاصل از سوخت (Flue Gas) نیز برای بازگردانی استفاده نمود . بر اساس مطالعات و آزمایش های زیاد انجام شده گفته میشود که ازت جایگزین مناسبی برای گاز متان برای بازگردانی است (7–1) .

در مطالعه ای که برای ازدیاد برداشت میعانات گازی از مخزن گاز میعانی Anschutz Ranch Bast Unit آمریکا شده است نتیجه گیری میشود که بازگردانی با گاز CO_2 و

گازهای حاصل از سوخت امکان پذیر و مقرون به صرفه نیست . برداشت میعانات گازی با تزریق گاز متان مختصری بیشتر از تزریق گاز ازت بوده است ولی بعلت ارزان تر بودن گاز ازت از گاز متان بهترین گزینه برای بازگردانی در این مخزن گاز ازت تعیین شده است .

بعد از مطالعات شبیه سازی در نهایت مناسب ترین روش بازگردانی در این مخزن تزریق 15درصد حجم خلل و فرج مخلوط 35 % ازت و 65 % گاز تر ئیدروکربنی بعنوان گاز سپر (Buffer) و سپس تزریق گاز ازت تعیین شده است .

مخزن فوق الاشاره مخزن گاز میعانی غنی واقع در مرز ایالات یوتا و وایومینگ آمریکاست و سال 1979 کشف شده است . فشار اولیه مخزن 5310 پام و فشار نقطه شبنم آن300-150 پام کمتر از فشار اولیه مخزن است . نتیجه این مطالعه در مقاله SPE 12092 چاپ شده در سال 1983 می باشد (8–1) .

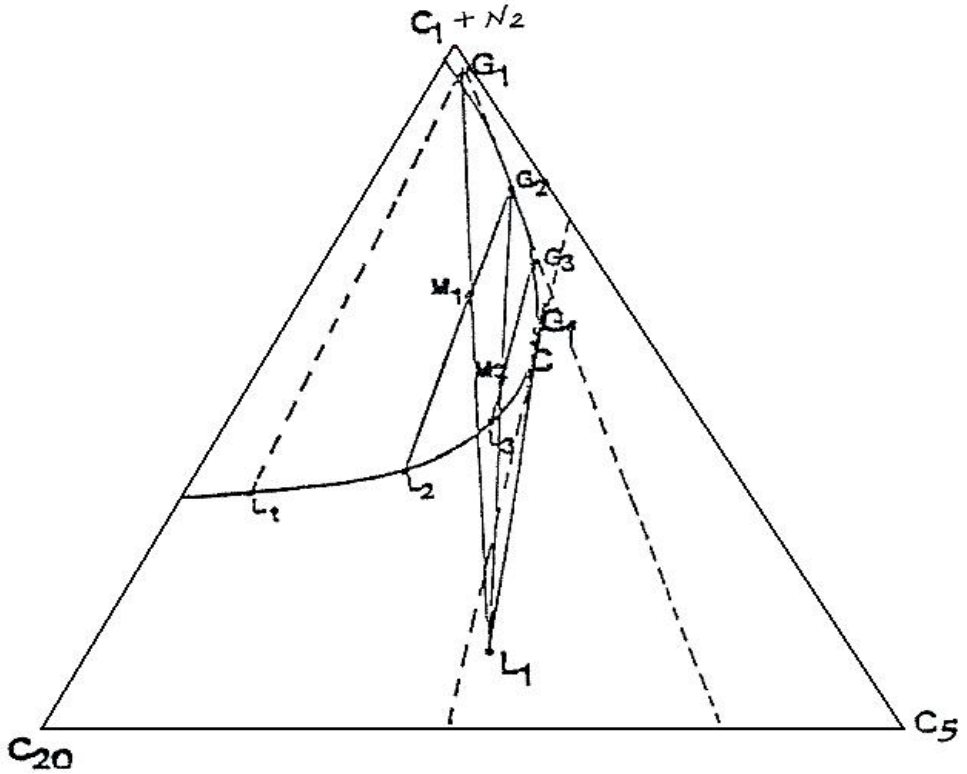
5 - 5 - امتزاج پذیری بازگردانی گاز خشک در مخازن گاز میعانی

تزریق گاز امتزاجی یکی از روش های مؤثر ازدیاد برداشت می باشد . هر چقدر فشار گاز تزریقی بالا باشد راندمان برداشت زیادتر میشود . اگر ترکیبات نفت و گاز ، دما و فشار مناسب باشند فاز گاز و نفت در اولین تماس و یا معمولاً بعد از تماس های متوالی به حالت امتزاج در می آیند و کشش سطحی بین دو فاز از بین میرود و نفت و گاز در همدیگر حل میشوند . چون گاز تزریقی تحرک بیشتری نسبت به نفت دارد هر چند ممکن است گاز در اولین تماس با نفت حالت امتزاج نداشته باشد ولی در اثر پیش روی گاز بتدریج در اثر تماس های مکرر با تبخیر و یا میعان ترکیبات نفت و گاز به یکدیگر نزدیک شده و در نهایت حالت امتزاج حاصل میشود . اگر گاز تزریقی با نفت مخزن بصورت امتزاج در آید درصد بازیافت نفت در آزمایشگاه به بالای90 درصد میرسد و در مخازن نفتی نیز بسیار بالا میرود و به حدود 60 تا 80 درصد نفت در جا میرسد . گازهای تزریقی برای امتزاج اغلب گازهای ئیدروکربنی هستند ولی گازهای CO_2 و N_2 و گازهای حاصل از سوخت (Flue Gas) نیز بکار میروند . تزریق امتزاجی بدو صورت تزریق امتزاجی گاز خشک و تزریق امتزاجی گاز غنی می باشد . بازگردانی گاز خشک در مخازن گاز میعانی یک نوع تزریق امتزاجی گاز خشک می باشد . اگر فشار مخزن بالای فشار نقطه شبنم گاز میعانی داخل مخزن باشد ، گاز خشک تزریقی در اولین تماس با گاز میعانی داخل مخزن به حالت امتزاج در می آید (First Contact Miscible) . اگر در اثر تولید فشار مخزن زیر فشار نقطه شبنم گاز میعانی باشد در آن صورت در داخل خلل و فرج سنگ مخزن گاز میعانی و مقداری میعانات گازی وجود دارد . در اثر

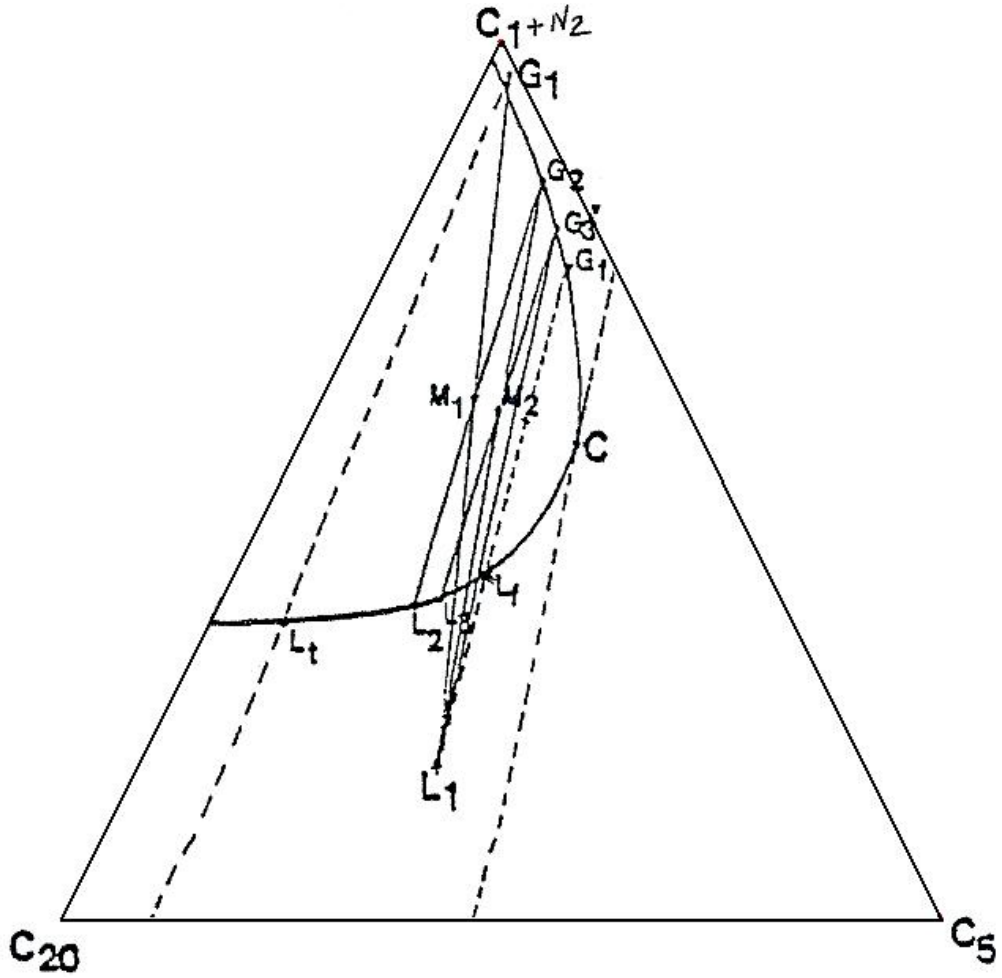
بازگردانی گاز خشک و گاز غنی داخل مخزن در اولین تماس به حالت امتزاج در می آیند . گاز خشک در حالیکه گاز غنی را به جلو میراند با میعانات گازی باقیمانده در سنگ مخزن نیز به واسطه پیش روی و در اثر تماس های مکرر به حالت امتزاج در می آید . این حالت را امتزاج توسعه ای (Developed Miscibility) می نامند (9 – 1) .

در صورتیکه فشار مخزن از فشار نقطه شبنم سیال اولیه مخزن خیلی کمتر باشد مقدار میعانات گازی باقیمانده در سنگ مخزن زیاد است و گاز خشک تزریقی نمیتواند تمام میعانات گازی باقیمانده در مخزن را در اثر تماس های مکرر تبخیر نماید ولی به هر حال قسمتی از میعانات گازی را تبخیر مینماید . این حالت را امتزاج جزئی (Partial Miscibility) گاز خشک گویند . تصاویر شماره 6-1 و 7-1 حالات امتزاج گاز خشک کامل و امتزاج جزئی را نشان میدهند .

بعلت حالات مختلف امتزاج پذیری که ذکر شد ضریب برداشت میعانات گازی در اثر بازگردانی گاز خشک در مخازن گاز میعانی در فشارهای بالاتر و حوالی فشار نقطه حباب گاز میعانی بیشتر از ضریب برداشت میعانات گازی در اثر بازگردانی گاز خشک در فشارهای پایین تر از فشار نقطه حباب سیال اولیه مخزن می باشد .



تصویر شماره 6 - 1 تزریق امتزاجی تبخیری - تزریق گاز سبک



تصویر شماره 7 - 1 تزریق امتزاجی جزئی گاز در جلو جبهه تزریق

6 - 5 - <u>سرعت بحرانی تزریق گاز (Critical Velocity)</u>

در تزریق گاز امتزاجی و غیر امتزاجی و نیز بازگردانی گاز خشک در مخازن گاز میعانی سرعت بحرانی تزریق گاز پارامتر مهمی است . (10–1)

سرعت بحرانی تزریق گاز از فرمول زیر بدست میآید .

$$Vc= \frac{(\rho_o - \rho_g) \,.\, k.\, g.\sin \Theta}{1.0133 \times 10^6 (\mu_O - \mu_g)}$$

در این معادله

V_C سرعت بحرانی بر حسب cm/sec

ρ_o , ρ_g به ترتیب دانسیته نفت و گاز در شرایط مخزن بر حسب Gr / Cm^3

μ_o و μ_g به ترتیب گران روی نفت و گاز در شرایط مخـــزن بر حسب سانتی پویز (C_P)

K تراوایی سنگ مخزن بر حسب دارسی (Darcy)

$Sin\ \Theta$ سینوس زاویه بین جهت تزریق و افقی

g شتاب ثقل $980\ Cm/Sec^2$

می باشد .

اگر سرعت تزریق گاز از سرعت بحرانی بیشتر باشد جابجائی پایدار نیست و انگشتی شدن (Fingering) و میان شکنی (Break Through) زود هنگام اتفاق میافتد . به عبارت دیگر گاز تزریقی خیلی زود از چاههای تزریقی به چاههای تولیدی میرسد و جابجائی کامل انجام نمیشود .

اگر سرعت تزریق گاز در مخزن از سرعت بحرانی کمتر باشد جابجائی پایدار است و هر چه سرعت کمتر باشد جابجائی پایدارتر است . از فرمول ذکر شده V_C مشاهده میشود که هر چقدر تراوایی و اختلاف دانسیته دو فاز گاز و نفت بیشتر و اختلاف گران روی آنها کمتر باشد پایداری تزریق گاز بیشتر است. Θ زاویه بین جهت تزریق و افقی می باشد. در تزریق عمودی که $Sin\ \Theta = 1$ است تزریق پایدار است . تزریق گاز در کلاهک گازی و بازگردانی گاز خشک از بالای مخزن چون $Sin\ \Theta = 1$ است تزریق پایدار تر از حالتی است که گاز در جهت شیب لایه های مخزنی تزریق میشود .

در بازگردانی گاز خشک می بایست با در نظر گرفتن ساختمان مخزن ، ضخامت لایه های مخزنی ، تراوایی سنگ مخزن و تراوایی شکاف ها محل مناسب چاههای تزریقی و چاههای تولیدی را تعیین نمود و در چاههای تزریقی با دبی مناسب در هر زمان تزریق نمود تا میان شکنی زود هنگام اتفاق نیافتد و ضریب برداشت میعانات گازی کم نشود .

7 - 5 – اطلاعات مخزنی مورد نیاز برای مطالعه بازگردانی مخازن گاز میعانی

برای ارزیابی و مطالعه پتانسیل مخازن گاز میعانی جهت بارگردانی با گاز خشک اطلاعات زیر مورد نیاز است :

- اطلاعات زمین شناسی ، نقشه ها و برش های که ضخامت مؤثر و خالص سنگ مخزن را نشان میدهد ، کنتور های زیر زمینی که سرو قاعده سازند بهره ده را نشان میدهد ، موقعیت سطح تماس آب و گاز اولیه و نیز در زمان مطالعه و مدل سازی ، اطلاعات عمومی سازند بهره ده مانند شکاف ها ، گسل ها و غارها .
- خواص فیزیکی سنگ مخزن ، نقشه هم تخلخل ، هم تراوا و میزان آب همزاد سنگ مخزن (Swc)
- مطالعات و گزارش های ویژه و معمولی مغزه ها ، مطالعات تر شوندگی و نفوذ مولکولی (Diffusion) سنگ و سیال مخزن
- ترکیب گاز تر ، گاز خشک ، میعانات گازی و گاز تزریقی ، خواص گاز خشک ، گاز تر مخزن و گاز تزریقی ، فشار نقطه شبنم ، ضریب انحراف (Z Factor) ، میزان میعانات ریزشی گاز تر مخزن از فشار اولیه تا فشار ترک مخزن (گزارش های کامل آنالیز سیال مخزن ،(CVD , PVT و CCE)
- میزان و حجم گاز تر ، گاز خشک و میعانات گازی در جای اولیه
- دبی برنامه ریزی شده تولید گاز خشک از مخزن
- اطلاعات تزریق آب ، گاز و یا اسید اگر برنامه ریزی و یا اجرا شده است .
- اطلاعات توان تولیدی ، تزریق پذیری و پس فشار (Back Pressure Test)

References **(منابع علمی)**

1-1 W.D Mc Cain , jr : " The Properties of Petroleum Fluids " , Penn Well Books Copyright 1990.

1-2 Tarek Ahmed , " Reservoir Engineering Handbook " , Gulf Publishing Company Copyright 2001.

1-3 D.L. Katz , R.L Lee " Natural Gas Engineering , Production and Storage " Mc Graw Hill Book Co. Copyright 1990.

1-4 B.C Craft , M.F. Hawkins , Revised By R.E. Terry , " Applied Petroleum Reservoir Engineering " Prentice Hall 1980.

1-5 M.B Field et al , " A Numerical Solution of Kaybob South Gas Cycling Project " , JPT , Oct . 1971 – P – 1253-1262 .

1-6 Paul Van Lingen ." Efficiency of Single Well Gas Cycling in Gas Condensate Reservoirs " SPE Paper 56489 , October 1999 .

1-7 P.L Moses and K Wilson " Phase Equilibrium Consideration in using Nitrogen for Improved Recovery from Retrograde Condensate Reservoirs " Jour . of Petroleum Technology , Feb . 1981 .

1-8 S.W. Kleinsteiber D.D Wendschlag and J.W. Calwin ," A Study for Development of a Plan of Depletion in a Rich Gas Condensate Reservoir , Anschutz Ranch East Unit , Wyoming " SPE 12042 Oct . 1983 .

1-9 Fredi Stalkup Jr. " Miscible Displacement " Copyright 1983 by AIME .

1-10 L.D. Dake " Fundamental of Reservoir Engineering " Elsevier Science Publishing inc . Nine Impression 1986 .