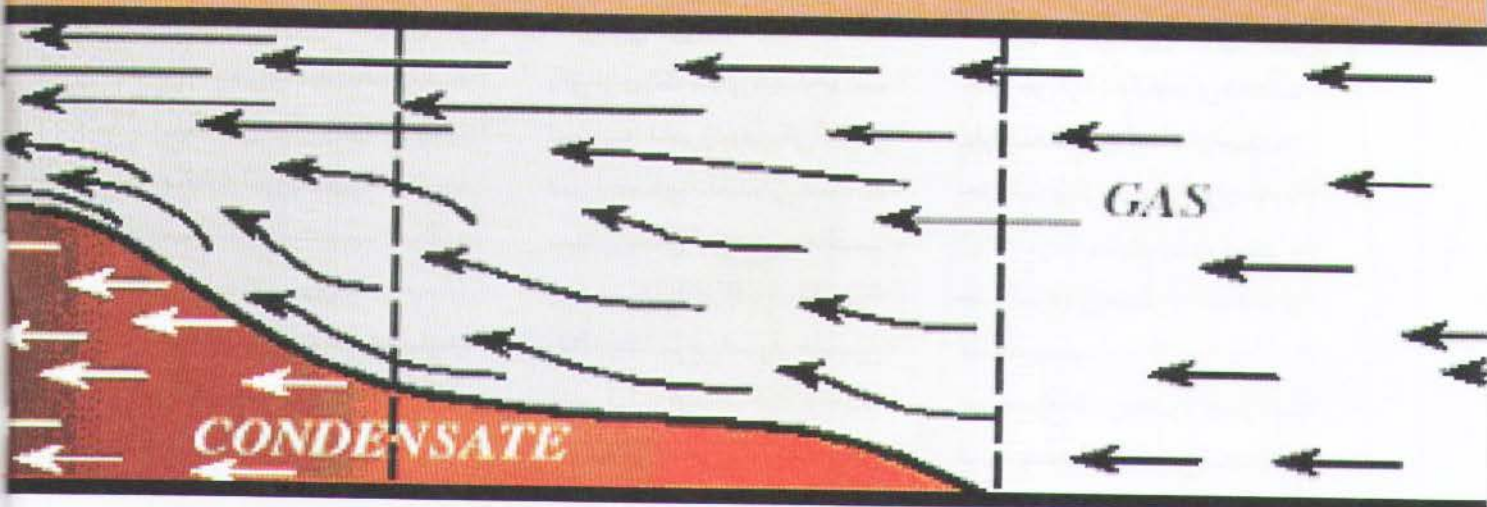


# رژیم های جریان در مخازن گاز - میعانی

رضا توکلی



## چکیده

با کم شدن مقدار ذخیره مخازن نفتی، توجه به سمت مخازن گازی معطوف می شود. در مخازن گازی میعانی علاوه بر گاز، میعانات گازی با ارزش اقتصادی بالا تولید می شود. با افت فشار در این مخازن، میعانات گازی در ناحیه اطراف چاه رسوب می کند و بهره دهی گاز کاهش می یابد. در این مقاله رژیم های مختلف جریانی در مخازن به عنوان تابعی از فاصله و زمان تشریح می شود.

## مقدمه

اهمیت مخازن میعانات گازی با توسعه مخازن در اعماق بیشتر، فشارهای بالاتر و دماهای بالاتر خیلی بیشتر می شوند. درستی و دقت در محاسبات مهندسی برای سیستم های گاز- میعانی شامل: چاه آزمایی، تخمین ذخایر، اندازه و سایر سطحی و روند پیش بینی بهره دهی، بستگی به شناخت پایه ای از روابط رفتار فازی و جریان دارد. رفتار مخازن میعانات گازی در ابتدا به صورت تک فازی (گاز) است. اما با

بهره برداری و افت فشار در مخزن فاز مایع نیز در مخزن پدیدار می شود. با افزایش این افت فشار مقدار فاز مایع افزایش می یابد و فاز گازی، سبک تر می شود. (۲)

۱- رفتار فازی سیال گاز- میعانی  
رفتار سیال گاز میعانی بستگی به نمودار فازی سیال و موقعیت فازی سیال مخزن دارد. در شکل ۱ نمودار فازی (P-T) نشان داده شده است. (۳)

## میعانی در حال تولید

یک مدل درست اما ساده، برای چاه گاز میعانی تحت تخلیه، شامل سه ناحیه است:

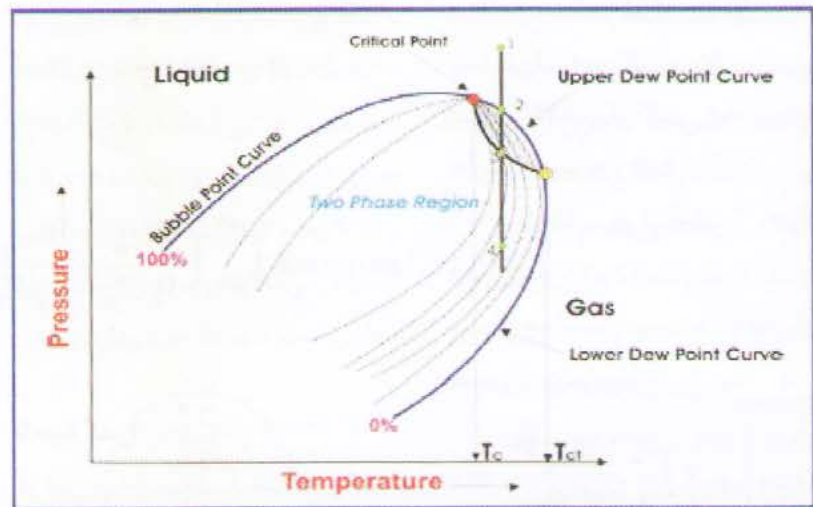
- یک ناحیه داخلی نزدیک دهانه چاه که دو فاز گاز و نفت هم‌زمان جریان دارند. (ناحیه ۱)
- یک ناحیه که میعان گازی در آن تجمع می‌یابد و فقط گاز جریان دارد. (ناحیه ۲)

- یک ناحیه شامل تک‌فاز گاز مخزن. (ناحیه ۳) (۴)

شکل ۳ این سه ناحیه را نشان می‌دهد. ناحیه ۱ مهم‌ترین اثر در ازدست‌دادن بهره‌دهی چاه گاز میعانی را دارد و

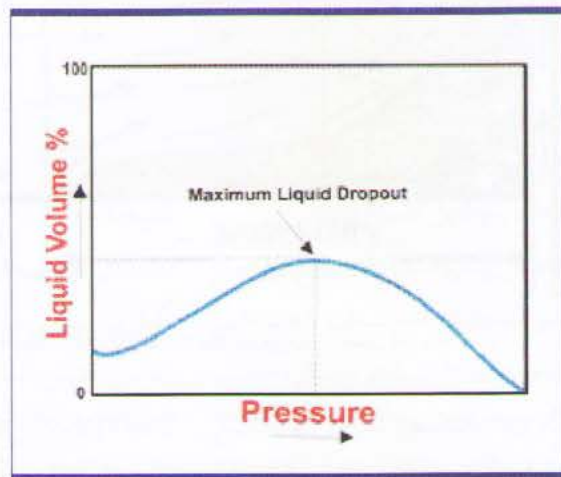
اندازه آن با زمان افزایش می‌یابد. گاز و میعان گازی در ناحیه ۱ تحرک کافی را برای جریان دارند، بدون این که هیچ تجمعی از میعان گازی در این ناحیه انجام شود.

ناحیه ۲، اگر وجود داشته باشد (که معمولاً وجود دارد)، یک ناحیه که میعان گازی در آن تجمع می‌یابد را تعریف می‌کند و نفت تحرک ندارد و فقط گاز جریان می‌یابد. ناحیه ۲ در زمان‌های اولیه، درست بعد از این که فشار مخزن به زیر نقطه شبنم افتاد، بزرگ‌ترین اندازه را دارد. با افزایش زمان



شکل ۱- نمودار فازی (P-T) سیال گاز میعانی (۳)

مخازن است. البته به شرطی که اشباع مایع تولیدی زیاد نباشد و مقدار این اشباع کمتر از اشباع بحرانی باشد. (2,3)



شکل ۲ - نمودار تشکیل فاز مایع در مخازن میعانی بر اثر افت فشار (۳)

شکل ۲ نمایانگر تولید فاز مایع در مخازن گاز میعانی بر اثر افت فشار است. معمولاً اشباع فاز مایع آن در بازه ۱۵ تا ۱۹ درصد است. (۳)

## ۲- مدل جریان میعانی مخزن گاز -

معمولاً در مخازن هیدروکربوری، با بهره‌برداری از مخزن و کاهش فشار آن، سیال مخزن اگر گاز باشد، منبسط می‌شود و اگر نفت باشد تبخیر می‌شود. اما در مخازن گاز میعانی معکوس، این روند وجود ندارد. با توجه به شکل ۱ با کاهش فشار مخزن تا زیر نقطه شبنم، تنش‌های میان مولکول‌های اجزای سنگین و سبک باعث جدا شدن این مولکول‌ها و در واقع تشکیل فاز مایع در مخزن می‌شود. با جدا شدن این دو فاز دائماً نمودار فازی سیال مخزن تغییر می‌کند. تغییرات اجزای سیال مخزن به سمت کاهش فشار و دما است. این میعان معکوس تا زمانی که فشار مخزن به نقطه ۳ (شکل ۱) برسد ادامه دارد و با کاهش بیشتر فشار اجزای سنگین فرآیند تبخیر نرمال خود را آغاز می‌کند و با کمتر شدن فشار از فشار نقطه شبنم پایین، تمامی هیدروکربن‌های موجود در مخزن به صورت گازهایی ظاهر می‌شوند.

آزمایش CVD یک تخمین بسیار مناسب برای فرآیند تخلیه این نوع

شماره ۱۲ - شهریور ۱۳۸۲

دو دلیل با حرکت گاز کاهش پیدامی‌کند:

۱- افت فشار کلی مخزن به علت بهره‌برداری

۲- افت فشار ناشی از حرکت فاز گاز. (۶ و ۲)

برای محاسبات تابع شبه فشار به صورت زیر بیان می‌شود:

$$m(p) \Big|_2 = 2 \int_{p_d}^{p_a} \frac{K_{rg} P}{\mu_g Z_g} dp$$

که در آن نفوذپذیری نسبی گاز از طریق آزمایش‌هایی که بر روی نمونه سنگ مخزن انجام می‌شود به دست می‌آید (۷).

### ناحیه تک‌فازی (مخزن):

در این ناحیه به علت این که فشار گاز از فشار نقطه شبنم بیشتر است لذا فقط فاز گاز وجود دارد و اجزای تشکیل دهنده سیال ثابت هستند.

در معادلات از نفوذپذیری موثر فاز گاز برای محاسبات تابع شبه فشار استفاده می‌شود (۶ و ۷):

$$m(p) \Big|_3 = 2 K_{rg} (S_{wi}) \int_{p_e}^{p_d} \frac{P}{\mu_g Z_g} dp$$

### ۳- بررسی انواع رژیم‌های جریان بر اساس زمان‌های بهره‌برداری:

تاریخچه تولید از چاه در مخزن گاز می‌عانی ممکن است شامل شرایط جریانی سه‌گانه زیر شود:

در شرایط پایدار تابع شبه فشار،  $m(p)$  به صورت زیر تعریف می‌شود:

$$m(p) = 2 \int_{p_a}^{p_w} \left( \frac{K_{ro}}{\mu_o Z_o} + \frac{K_{rg}}{\mu_g Z_g} \right) p dp$$

به خاطر انبساط ناحیه ۱، ناحیه ۲ کاهش می‌یابد. اندازه و اهمیت ناحیه دوم برای گاز می‌عانی فقیر بیشتر است.

ناحیه ۳ همیشه برای مخزن

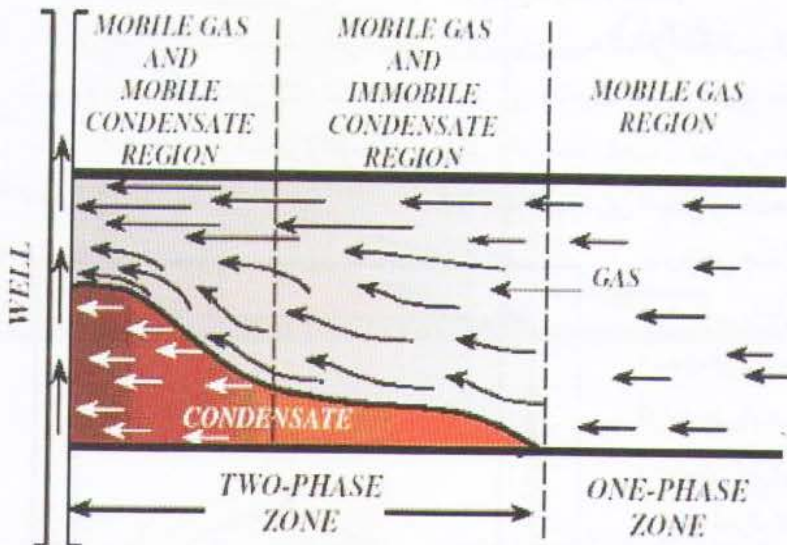
گاز می‌عانی زیر اشباع وجود دارد. (۴)

### ناحیه (۱) اطراف چاه:

در این ناحیه ترکیب درصد اجزای

تشکیل دهنده سیال ثابت است، به این

در این ناحیه فاز مایع از گاز



شکل ۳ - سه ناحیه به وجودآمده در اطراف چاه بر اثر بهره‌برداری از مخزن گاز می‌عانی (۹)

جدامی‌شود و این امر سبب کاهش نفوذپذیری نسبی گاز ( $k_{rg}$ ) می‌شود. از آنجا که

در این ناحیه، اشباع فاز مایع از اشباع بحرانی کمتر است

لذا فقط فاز گاز جریان دارد. (۵ و ۲)

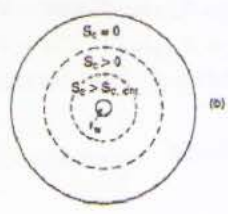
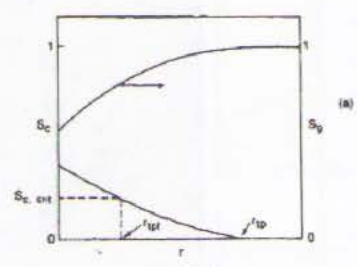
فشار در مرز بین ناحیه ۲ و ۳ همان فشار نقطه شبنم سیال واقعی مخزن است. فشار، در این ناحیه به

معنی که ترکیب درصد گاز ورودی به ناحیه ۱، برابر با ترکیب درصد سیال تولیدی (گاز و مایع) چاه و فشار در مرز ناحیه ۱ و ۲ فشار نقطه شبنم هیدروکربن تولیدی از چاه است. در این ناحیه می‌توان اشباع فاز مایع را، از طریق آزمایش CCE بر روی سیال تولیدی، در فشارهای مختلف محاسبه کرد. مقدار نفت تولیدشده در مخزن، در این نوع مخازن، تابعی از خصوصیات سیال و دبی بهره‌برداری است. (۶ و ۲)

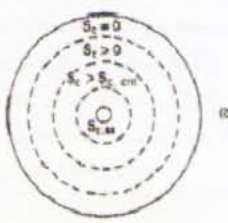
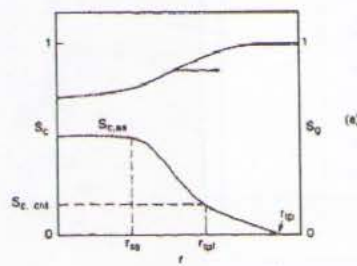
(۱) فشار متوسط مخزن و فشار جریانی، بالای نقطه شبنم باشند.  
 (۲) فشار متوسط مخزن بالای نقطه شبنم باشد، در حالی که فشار جریانی ته چاه، زیر نقطه‌ی شبنم باشد.  
 (۳) فشار متوسط مخزن و فشار ته چاه، زیر نقطه شبنم باشند. (۴) عملکرد مخزن طی تولید از چاه میعانی را می‌توان با چهار مرحله توصیف کرد:  
 مرحله ۱: مخزن گاز تک‌فازی برای  $P_{wf} > P_d$  سیال مخزن به صورت تک‌فاز گاز وجود دارد، بنابراین سیال جریانی نیز تک‌فازی است. این نباید با تولید واقعی میعانی اشتباه گرفته شود. چرا که فشارهای خیلی پایین‌تر در شاخه تولیدی (Production String) مشاهده می‌شود.  
 مرحله ۲: مخزن دوفازی: گاز متحرک، مایع ساکن

با ادامه تولید، میعانی گازی تجمع می‌یابد تا  $S_c > S_{c,Crit}$  در ناحیه‌ی اطراف دهانه چاه شود. در این ناحیه، مایع در مخزن جریان می‌یابد. این پدیده در شکل a ۴-۳-b و ۴-۳-۴ نشان داده شده است، که  $\Gamma_{tp}$  در بالا تعریف شده است و  $\Gamma_{tpf}$  شعاعی است که در فاز جریان دارد. (۸)

تولید، ناحیه‌های اشباع دوفازی، جریان دوفازی و عملکرد حالت پایدار (که مطابق شکل‌های ۵-۳-a و ۵-۳-b نشان داده شده) افزایش می‌یابد که  $\Gamma_{ss}$  شعاع رفتار حالت پایدار است. (۸)



شکل ۴-۳-۵ - رفتار زمان‌های زیاد (مایع در مخزن جریان دارد) (۸)

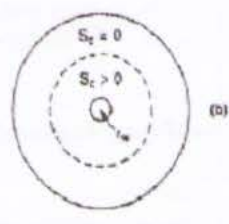
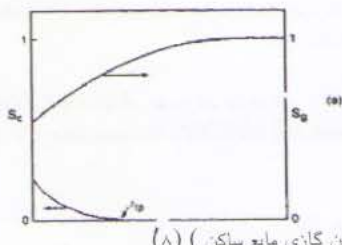


شکل ۵-۳-۵ - پروفایل اشباع در حالت پایدار (۸)

مرحله ۴: پروفایل اشباع پایدار افزایش پروفایل اشباع مایع از نظر اندازه و مسافت شعاعی ادامه می‌یابد تا در پایان، حالت پایدار ایجاد شود که در آن تجمع مایع بر تولید مایع منطبق می‌شود. در نتیجه، پروفایل پایدار ایجاد می‌شود. عمل چاه در مرحله

هنگامی که  $P_{wf}$  به زیر  $P_d$  رسید، یک ناحیه با اشباع میعانی گازی اطراف دهانه چاه توسعه می‌یابد. این درجه اشباع به صورت شعاعی کاهش می‌یابد. برای  $S_c(r_w) > S_{c,Crit}$  فاز مایع ساکن است. این حالت در شکل ۳-۳-a و ۳-۳-b نشان داده شده است که  $\Gamma_{tp}$  شعاع ناحیه دوفازی است. (۸)

نتیجه شناسایی رژیم‌های جریانی در مخازن گازی میعانی برای محاسبه بهره‌دهی مخزن نقشی اساسی دارد زیرا برای هر ناحیه و در زمان‌های مختلف، از روابطی خاص استفاده می‌شود. ■



شکل ۳-۳-۵ - رفتار زمان‌های اولیه (میعانی گازی مایع ساکن) (۸)

مرحله ۳: مخزن دوفازی: گاز و مایع متحرک چهارم به صورت نامعین ادامه خواهد یافت. با ادامه افت فشار و

تهیه‌کننده: رضاتوگلی، دانشجوی کارشناسی ارشد مهندسی مخازن دانشگاه صنعتی شریف (نفت و گاز پارس، واحد عملیات بهره‌برداری)

1. R. Lal, Rajeev: "Well Testing in Gas Condensate Reservoirs," Stanford University, M.S. Thesis, June 2003, 71 Pages.
2. Brans-Rossignol: "Gas Condensate Well Test Analysis," Stanford University, M.S. Thesis, June 2001, 103 Pages.
3. Tarak Ahmed: "Reservoir Engineering Hand Book," 2nd Edition, Published by Butterworth-Heinemann, U.S.A., Chapter 1, 2002, 1208 Pages.
4. J. K. Ali, P.J. McGauley, C. J. Wilson: "Experimental Studies and Modeling of Gas Condensate Flow Near the Wellbore," paper SPE 39053, August 30, 1997.
5. A.C. Goringarten, A. Al-Lanki, S. Duangkaew, R. Mott, J.M. Whittle: "Well Test Analysis in Gas Condensate Reservoirs," Paper SPE 62920, October 2000, 9 pages.
6. O. Fevang, C.H. Whitson: "Modeling Gas Condensate Well Deliverability," Paper SPE 30714, October 1995, 16 Pages.
7. J.K. Ali, C.J. Wilson: "The Effect of High-Velocity Flow and PVT Changes Near the Wellbore on Condensate Well Performance," Paper SPE 38923, October 1997, 16 Pages.
8. M.J. Economides, K. Dehghani, D.O. Ogbu, and R.D. Ostermann: "Hysteresis Effects for Gas Condensate Wells Undergoing Buildup Tests Below the Dew Point Pressure," paper 16748, September 1987, 8 Pages.
9. Gherson Pennocla and Furk Civari: "Gas Condensate Well Test Analysis With and Without Relative Permeability Curves," paper SPE 63160, October 2000, 17 Pages.

شماره ۱۴ - شهریور ۱۳۸۳