



## شناسایی چالش‌های نمونه‌گیری؛ بررسی موردی هیدرات گازی و انباشتگی مایعات

شیرا ابراهیمزاده<sup>۱</sup>، فریم قاسمی<sup>۱</sup>، احسان صدارت<sup>۱</sup>، شهاب کرامی<sup>۲</sup>، محمد علی عمادی<sup>۳</sup>، پژوهشگاه ازدیاد برداشت

چکیده

آماده‌سازی چاه یکی از مباحث مهم عملیاتی در نمونه‌گیری سیال گازمیعانی است. انباشتگی مایعات<sup>۴</sup> در ته‌چاه و تشکیل هیدرات گازی<sup>۵</sup> در خطوط لوله از مسائل عمده‌ی مؤثر بر نمونه‌گیری سیال مخزن است. این دو پدیده از جمله معیارهای برهم‌زدن شرایط پایدار برای نمونه‌گیری سیال مخزن هستند. در حین نمونه‌گیری، می‌توان معضل انباشتگی مایعات را با تغییر اندازه‌ی شیر سرچاهی<sup>۶</sup> و افزایش سرعت گاز در چاه به مقدار بیش از سرعت بحرانی مرتفع کرد و با افزایش دمای سیال از تشکیل هیدرات گازی جلوگیری به‌عمل آورد. در این مقاله کمترین مقدار سرعت بحرانی جهت بررسی امکان وقوع انباشتگی مایعات طی نمونه‌گیری سطحی یکی از میداین گازمیعانی فقیر ایران محاسبه می‌شود. در این مطالعه از داده‌های سطحی جهت بررسی شرایط انباشتگی مایعات استفاده شده است. بر اساس داده‌های میدان، نقطه‌ی مناسب جهت تعیین حداقل سرعت بحرانی، سرچاه<sup>۷</sup> خواهد بود. همچنین در مقاله‌ی حاضر شرایط تشکیل هیدرات گازی در سرچاه و جداکننده‌ها<sup>۸</sup> طی نمونه‌گیری بررسی می‌شود. از نتیجه‌ی این مطالعه می‌توان به‌عنوان راهنمایی برای نمونه‌گیری از سیال مورد اشاره استفاده کرد.

واژگان کلیدی: سیال گازمیعانی، انباشتگی مایعات، هیدرات گازی، سرعت بحرانی، حداقل سرعت گاز

### مقدمه

طبیعی و آب در فشار و دمای بیشتر از نقطه‌ی انجماد آب، هیدرات گازی تشکیل می‌شود. این هیدرات گازی به‌صورت کریستال‌هایی با ساختاری شبیه به ساختار آب و مشابه یخ بوده و چگالی آن کمتر از چگالی یخ می‌باشد. این پدیده مشکلاتی را در عملیات سرچاه، خطوط لوله و دیگر تجهیزات فرآیندی ایجاد می‌کند.

با توجه به اینکه ترکیب سیال گازمیعانی مورد بررسی در این مطالعه از نظر ترکیب گازها متفاوت است احتمال دارد که اختلاف در ترکیبات به‌دلیل طیف وسیعی از خطاها در نمونه‌گیری یا اجرای آزمایش‌ها باشد. بنابراین ضروری است که شرایط استاندارد برای هر نمونه به‌صورت جداگانه بررسی شود. از آنجا که تشکیل هیدرات گازی و بروز پدیده‌ی انباشتگی مایعات سبب مخدوش شدن شرایط استاندارد نمونه‌گیری می‌شود بررسی آنها ضروری خواهد بود. اهداف این مطالعه بررسی احتمال انباشتگی مایعات در تعدادی از چاه‌های نمونه‌گیری یکی از مخازن گازمیعانی ایران با استفاده از روش پیشنهادی سوتن و همچنین شناسایی موقعیت تشکیل هیدرات در سرچاه‌ها و جداکننده‌های این مخزن با استفاده از معادله‌ی کتز و معادله‌ی تعیین نقطه‌ی شبنم و نمودارهای کتز-کارسون می‌باشد.

### ۱- انباشتگی مایعات

فشار اغلب مخازن گازمیعانی هنگام آغاز تولید، بیشتر یا نزدیک به فشار

اندازه‌گیری صحیح خواص سیالات مخازن گازی در شناسایی نوع مخزن و شناخت رفتار فازی واقعی آن (به‌ویژه مخازن گازمیعانی) از اهمیت فوق‌العاده‌ای برخوردار است. اگرچه اندازه‌گیری خواص سیالات در هر مخزنی اهمیت دارد ولی این امر در مخازن گازمیعانی نقش مهم‌تری ایفا می‌کند. مثلاً نسبت مایعات گازی به گاز نقش مهمی در برآورد قابلیت فروش گاز و مایع و در نتیجه برآورد حجم تأسیسات فرآوری لازم بر عهده دارد. مقدار مایع غیرقابل برداشت در یک میدان نیز از لحاظ اقتصادی مورد توجه است. این ملاحظات و نظایر آن مانند انگیزش چاه، انتخاب روش بهینه‌ی ازدیاد برداشت و ... وابسته به نمونه‌گیری دقیق از سیال مخزن است. اشتباهات کوچک در نمونه‌گیری مانند خطا در مقدار مایع گرفته‌شده می‌تواند منجر به اشتباهات بزرگ در تعیین رفتار سیال شود. بنابراین ضروری است در فرآیند نمونه‌گیری دقت کافی به‌عمل آید.

انباشتگی مایعات و تشکیل هیدرات گازی از جمله مشکلات مهم تولید از مخازن گازی به‌ویژه مخازن گازمیعانی به‌شمار می‌آیند. علاوه بر این، دو پدیده‌ی یاد شده از مهم‌ترین معیارهای برهم‌زدن شرایط پایدار برای نمونه‌گیری سیال مخزن هستند؛ بدین نحو که افزایش تولید گاز (که نتیجه‌ی آن افزایش افت فشار مخزن است) می‌تواند باعث انباشتگی مایعات گازی و آب در چاه و در نتیجه کاهش تولید مخزن گردد. همچنین از ترکیب گاز

\*نویسنده‌عهده‌دار مکاتبات (ebrahimzadeh\_sh@yahoo.com)

سرعت بحرانی، مرز میان رژیم مه آلود و رژیم جریان لخته‌ای<sup>۱۱</sup> است. چنانچه سرعت جریان گاز در چاه کمتر از سرعت بحرانی شود تغییر رژیم جریان از مه آلود به لخته‌ای منجر به انباشتگی مایعات در چاه می‌شود. به بیان دیگر چنانچه سرعت جریان در نزدیکی ته چاه کمتر از سرعت بحرانی باشد رژیم جریان از مه آلود به لخته‌ای تغییر کرده و این امر سبب تجمع مایع در دهانه‌ی چاه خواهد شد [۱]. سرعت بحرانی تابع عواملی مثل فشار و دمای جریان، چگالی سیال تولیدی، قطر لوله‌ی میانی چاه و کشش سطحی گاز-مایع است. روش‌های متعددی برای تعیین سرعت بحرانی وجود دارد که روش ترنر<sup>۱۲</sup> و همکاران یکی از مهم‌ترین آنهاست. ترنر و همکاران برای نخستین بار روشی برای محاسبه‌ی سرعت بحرانی سیال توسعه دادند که به مقبولیت گسترده‌ای در صنعت دست یافت [۶]. اساس روش ترنر به دست آوردن نرخ‌ی از گاز است که بر سرعت حدی قطرات مایع فائق شود تا بدین ترتیب پدیده‌ی انباشتگی مایعات در چاه کنترل گردد. ترنر رابطه‌ی ۱- را برای سرعت حدی قطرات تقریباً کروی در قطر لوله‌ی ثابت ارائه کرد [۱]:

$$V_C = 1.5934 \left[ \delta \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \right]^{0.25} \quad (1)$$

که در آن:

$\delta$  = کشش سطحی (dynes/cm)

$\rho_l$  = چگالی مایع (lbm/ft<sup>3</sup>)

$\rho_g$  = چگالی گاز (lbm/ft<sup>3</sup>)

$V_C$  = سرعت بحرانی (ft/s)

معادله‌ی ترنر توسط سو تن<sup>۱۳</sup> و همکاران (۲۰۱۰) به شکل رابطه‌ی ۲- اصلاح شد [۱]:

$$V_C = 1.8949 \left[ \delta \left( \frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g} \right) \right]^{0.25} \quad (2)$$

چگالی گاز و مایع تابع دما و فشار جریان است و با استفاده از معادلات حالت یا روابط تجربی محاسبه می‌شود. خواص ترمودینامیکی سیالات جاری در چاه (به ویژه گاز میعانی) با دما و فشار تغییر می‌کند و این تغییرات بر سرعت بحرانی اثر می‌گذارد.

چگالی مایع طبق رابطه‌ی ۳- محاسبه می‌شود [۱]:

$$\rho_l = \frac{(62.366\gamma_l + 0.0136\gamma_g R_s)}{B_l} \quad (3)$$

که در آن:

$B_l$  = ضریب انبساط حجمی (bbl/STB)

$\gamma_l$  = چگالی نسبی مایع

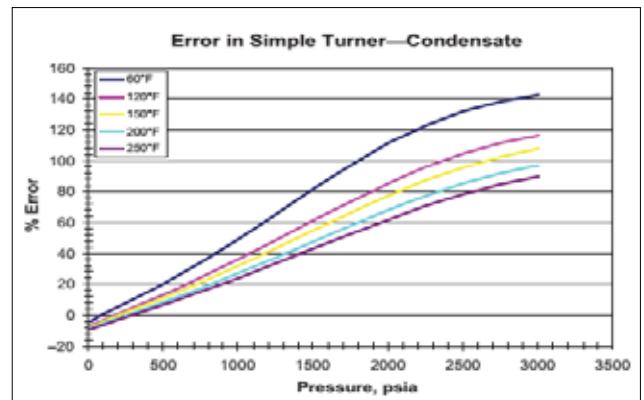
$\gamma_g$  = چگالی نسبی گاز

$R_s$  = نسبت حلالت گاز در مایع

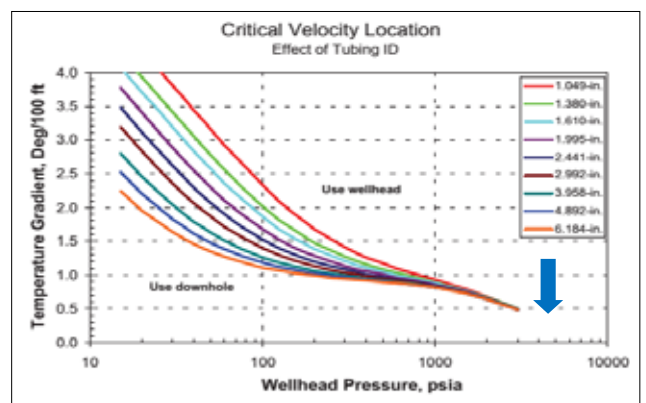
نقطه‌ی شبلم سیال مخزن بوده و سیال این مخازن به صورت تک فاز گاز است. ولی با آغاز تولید و افزایش تدریجی مدت زمان تولید، فشار از مخزن به سمت چاه به میزانی کمتر از فشار نقطه‌ی شبلم سیال اولیه‌ی مخزن افت کرده و مایعات گازی تشکیل می‌شود.

در یک جریان دو فازی، حداقل سرعت لازم گاز برای حمل مایع را سرعت بحرانی می‌گویند. در سرعت‌های کمتر از حد بحرانی، گاز توانایی خود را برای حمل مایع از دست داده و مایع جمع می‌شود؛ به عبارت دیگر سرعت بحرانی حداقل سرعت مورد نیاز برای جلوگیری از انباشتگی مایعات در ته چاه است. بنابراین جهت پیشگیری از وقوع پدیده‌ی انباشتگی مایعات لازم است سرعت بحرانی تعیین شده و سرعت گاز در حدی بیشتر از سرعت بحرانی کنترل گردد. انباشتگی مایعات در ته چاه سبب افزایش افت فشار در مخزن شده و در نتیجه ظرفیت تولید چاه را تحت تأثیر قرار می‌دهد. در فشارهای کمتر، مایع جمع شده ممکن است چاه را به طور کامل غیرفعال کند.

رژیم جریان در چاه‌های گاز طبیعی همراه با آب یا میعانات گازی، به صورت مه آلود<sup>۱۱</sup> است. به همین دلیل برای اطمینان از عدم بروز پدیده‌ی انباشتگی مایع در چاه، سراسر چاه باید رژیم جریانی مه آلود داشته باشد.



شکل ۱ | خطای محاسبه‌ی سرعت بحرانی بر اساس روش ترنر [۱]



شکل ۲ | مرز انتخاب نقطه‌ی مناسب چاه برای محاسبه‌ی سرعت بحرانی-تأثیر دما [۱]



چگالی گاز نیز طبق رابطه‌ی ۴- محاسبه می‌شود [۱]:

$$\rho_g = \frac{P \gamma_g Ma}{ZRT} \quad (4)$$

Ma = جرم مولکولی هوا

Z = پذیری تراکم ضریب

T = دما

R = ثابت جهانی گازها

P = فشار

در مطالعات اولیه‌ی ترنر از یک عدد ثابت برای کشش سطحی استفاده شده است (مقدار ۶۰ برای کشش سطحی بین گاز و آب، تقریبی است که در دمای ۱۲۰°F و در فشارهای ۲۰۰۰ تا ۳۰۰۰ psi برقرار است). پس از آن روابط مختلفی برای کشش سطحی بین آب و گاز ارائه شده که از جمله‌ی آنها می‌توان به رابطه‌ی ۵- اشاره کرد:

$$\sigma_w = \left[ \frac{(1.53988(p_w - p_h) + 2.08339)}{\left(\frac{T_{\circ R}}{T_{\circ C}}\right)^{0.821976 - 1.83785 \times 10^{-3}} T_{\circ R} + 1.34016 \times 10^{-6} \times T_{\circ R}^2} \right]^{3.6667} \quad (5)$$

$\rho_h$  = چگالی هیدروکربن (g/cc)

$\rho_w$  = چگالی آب (g/cc)

$T_{\circ R}$  = دما (°R)

$T_{\circ C}$  = دما (°C)

چنانچه تأثیر دما و فشار بر رفتار فازی سیال چاه در نظر گرفته نشود ممکن است سرعت بحرانی به دست آمده از معادله‌ی ترنر خطای زیادی (تا ۱۰۰ درصد) داشته باشد. شکل ۱- میزان خطای معادله‌ی ترنر را در یک بازه‌ی عملیاتی نشان می‌دهد. کمترین نرخ سیال یا نرخ بحرانی پیشنهاد شده توسط ترنر و همکاران طبق رابطه‌ی ۶- محاسبه می‌شود [۲]:

$$q = 3.06 \left[ \left( \frac{P V_c A}{ZT} \right) \right] \quad (6)$$

که در آن:

q = نرخ بحرانی (MMScf/d)

P = فشار (psia)

A = سطح لوله (ft<sup>2</sup>)

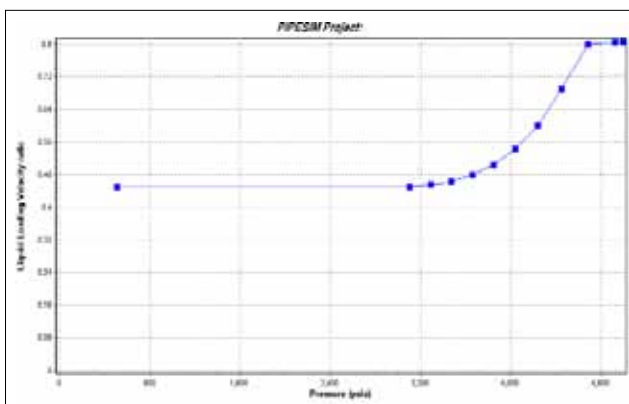
Z = عامل انحراف

T = دما (°F)

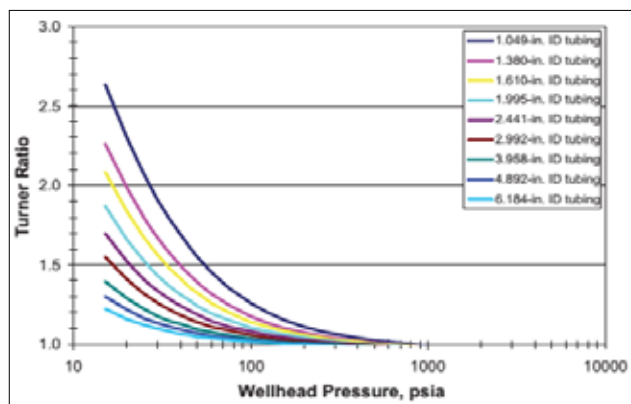
نکته‌ی مهم در تعیین و ارزیابی سرعت بحرانی جریان، انتخاب نقطه‌ی مناسب از ابتدا تا انتهای چاه برای محاسبه‌ی خواص ترمودینامیکی سرعت جریان است. معمولاً سرعت بحرانی بر اساس اطلاعات سرچاهی یا ته‌چاهی محاسبه می‌شود. انتخاب نقطه‌ی مناسب بین این دو گزینه تابع شرایطی از جمله فشار سرچاهی، عمق چاه، گرادیان دما در چاه، قطر لوله، فشار، دما، حجم گاز و شوری آب تولیدی است. سوتن و همکاران نمودارهایی برای تعیین بهترین موقعیت جهت تعیین سرعت بحرانی بر اساس برخی عوامل مذکور ارائه کرده‌اند [۱]. در این مقاله برای تعیین نقطه‌ی مناسب جهت محاسبه‌ی خواص ترمودینامیکی از نموداری استفاده شده که قطر لوله ۴- نیز در آن مؤثر است (شکل ۲-). هر چند بر اساس سایر نمودارهای پیشنهادی نیز نتیجه یکسان است.

طبق شکل ۲- چنانچه مختصات فشار سرچاهی و گرادیان دمایی چاه مدنظر بالای منحنی باشد باید سرعت بحرانی با استفاده از اطلاعات سرچاهی تعیین گردد. در غیر این صورت اطلاعات ته‌چاهی معیار محاسبه‌ی سرعت بحرانی خواهد بود. در این مطالعه با استفاده از شکل ۲- و بر اساس گرادیان دمایی ژئوترمال میدان گاز میعانی و فشار سرچاهی مربوط به هریک از چاه‌های نمونه‌گیری، مشخص شد که مناسب‌ترین موقعیت جهت تعیین سرعت بحرانی، سرچاه خواهد بود. همان‌طور که در شکل ۲- مشاهده می‌شود تأثیر تغییرات قطر لوله در فشارهای بیشتر از حدود ۱۰۰۰ psi ناچیز است. در این شکل موقعیت مناسب جهت تعیین سرعت بحرانی با فلش نشان داده شده است.

در ۲۰۰۳ و یکن ۱۵ و همکاران جهت اصلاح نرخ بحرانی محاسبه شده بر



شکل ۴ | نتایج خروجی نرم‌افزار PIPESIM زمانی که انباشتگی مایع اتفاق نمی‌افتد



شکل ۳ | تعیین Turner Ratio با تأثیر قطر لوله [۱]

مقدار ثابت تعادل تشکیل هیدرات گازی برای مولکول‌های متان، اتان، پروپان، ایزوبوتان، نرمال بوتان، دی‌اکسید کربن و سولفید هیدروژن با استفاده از رابطه‌ی ۹- یا شکل‌های ارائه شده در استاندارد GPSA تعیین می‌شود:

$$\ln K_{i(v-s)} = A_0 + A_1 T + A_2 P + A_3 T^{-1} + A_4 / P + A_5 P T + A_6 T^2 + A_7 P^2 + A_8 P / T + A_9 \ln (P / T) + A_{10} P^{-2} + A_{11} T / P + A_{12} T^2 / P + A_{13} P / T^2 + A_{14} T / P^3 + A_{15} T^3 + A_{16} P^3 / T^2 + A_{17} T^4 \quad (9)$$

ضرایب ثابت  $A_0$  تا  $A_{17}$  برای مولکول‌های متان، اتان، پروپان، ایزوبوتان، نرمال بوتان، دی‌اکسید کربن و سولفید هیدروژن در جدول استاندارد GPSA تعیین شده‌اند [۴].

### ۳- معرفی مخزن مورد بررسی

مخزن مورد بررسی در این مقاله گازمیعانی است که شامل چهار لایه‌ی  $k_1, k_2, k_3, k_4$  می‌باشد. کمترین دمای میدان حدود  $103^\circ\text{F}$  و بیشترین مقدار آن  $222^\circ\text{F}$  است. میانگین فشار اولیه  $4914 \text{ psia}$  و میانگین عمق چاه حدود  $3000$  متر است. دمای زمستان منطقه  $68$  تا  $72^\circ\text{F}$  و دمای هوا در تابستان  $104^\circ\text{F}$  می‌باشد. حداقل تجهیزات سطح الارضی این میدان شامل تأسیسات سرچاه، شیر سرچاهی، جداکننده، سیستم نمک‌زدایی، خطوط جریان و کولر می‌باشد. همچنین گرادیان دمایی ژئوترمال در این میدان برابر  $1/1^\circ\text{F}$  در  $100$  فوت است.

### ۴- بحث و بررسی نتایج

#### ۴-۱- انباشتگی مایعات

در این مطالعه احتمال وقوع پدیده‌ی انباشتگی مایعات در تمامی چاه‌های نمونه‌گیری که نرخ تولیدی سیال آنها گزارش شده بود با استفاده از روش ارائه شده توسط سوتن بررسی می‌گردد.

جدول ۱- اطلاعات مورد نیاز برخی از چاه‌های این میدان را جهت محاسبه‌ی نرخ بحرانی و بررسی احتمال تشکیل انباشتگی مایعات نشان می‌دهد.

اساس روش ترنر متغیری به نام نسبت ترنر<sup>۱۶</sup> ارائه کردند. نسبت ترنر حاصل تقسیم نرخ بحرانی اصلاح شده به نرخ بحرانی محاسبه شده بر اساس روش ترنر است و مقدار آن توسط شکل-۳ و بر اساس میزان نسبت آب به گاز<sup>۱۷</sup> سیال قابل تعیین است. همان‌طور که در شکل-۳ مشاهده می‌شود در نسبت ترنر تغییرات قطر لوله‌ی چاه‌هایی با فشار سرچاهی بیشتر از حدود  $1000 \text{ psi}$  بی‌تأثیر بوده و این نسبت برابر یک خواهد بود.

### ۲- تشکیل هیدرات گازهای شیرین و ترش

موارد زیر احتمال تشکیل هیدرات گازی را افزایش می‌دهد:

- گاز طبیعی حاوی مقادیر زیادی متان
- دماهای کم (کمتر از  $80/3^\circ\text{F}$ )
- فشارهای زیاد (بیش از  $187/02 \text{ psi}$ )
- ترکیب گاز طبیعی شامل متان، اتان، پروپان، ایزوبوتان، سولفید هیدروژن، دی‌اکسید کربن و نیتروژن
- معادلات زیادی جهت پیش‌بینی تشکیل هیدرات گازهای شیرین و گازهای حاوی کمترین مقدار  $\text{CO}_2$  یا  $\text{H}_2\text{S}$  وجود دارد. در روش کتر ثابت تعادل بخار جامد بر اساس معادله‌ی ۷- تعیین می‌شود [۳]:

$$K_{v-s} = Y/S \quad (7)$$

که در آن:

$K_{v-s}$  = ثابت تعادل بخار جامد

$Y$  = جزء مولی بخار

$S$  = جزء مولی جامد

شرط تشکیل هیدرات گازی [۶]:

$$\sum_{i=1}^n y_i / K_{v-s} = 1 \quad (8)$$

$y_i$  = جزء مولی بخار ترکیب  $i$

NAME	$\rho_l$ (lbm/ft <sup>3</sup> )	$\rho_g$ (lbm/ft <sup>3</sup> )	$\sigma$ (dynes/cm)	Vc (ft/s)	Tubing Diameter (inch)	Pwellhe ad (psia)	Twellhe ad (°F)	Z	Qcalculated (MMScf/d)
well1	62	6.74	56	5.44385	3.5	2005	114	0.81	4.759
well2	62	9.3	52	4.49571	3.5	2729	132	0.857	4.902
well3	62	10.1	52	4.29752	3.5	2536.2	119.48	0.795	4.796
well4	62	8.05	52	4.86057	3.5	2566.6	105.08	0.907	4.934
well5	62	10.2	51	4.25364	3.5	3075.5	118.58	0.939	4.881
well6	62	8.63	52	4.68173	3.5	2805	99.86	0.943	5.042
well7	62	10.4	52	4.22895	3.5	3074	121	1	4.536



شبهه‌سازی، مقدار این عامل کمتر از یک باشد امکان انباشتگی مایعات در چاه وجود نخواهد داشت. نمودار شکل ۴- نتایج خروجی شبهه‌سازی یکی از چاه‌های نمونه‌گیری این میدان که نرخ گاز آن در گزارش‌ها مشخص نبوده را نشان می‌دهد. در این نمودار که بر اساس عامل سرعت انباشتگی مایع بر حسب فشار چاه می‌باشد به دلیل آنکه این عامل کمتر از یک است احتمال انباشتگی مایع در چاه مذکور وجود ندارد. بر اساس بررسی‌های انجام شده این نتیجه در خصوص تعداد دیگری از چاه‌های میدان که نرخ گاز آنها گزارش نشده هم قابل تعمیم است.

#### ۴-۲- هیدرات‌گازی

در این مطالعه، در تمامی جداکننده‌ها و سرچاه‌های نمونه‌گیری بر اساس روش پیشنهادی استاندارد GPSA احتمال تشکیل هیدرات‌گازی بررسی شد و با نتایج حاصل از شبهه‌سازی انجام شده با نرم‌افزارهای PVTi و ASPEN HYSYS مقایسه گردید.

بیشترین میزان درصد مولی ترکیبات مؤثر در تشکیل هیدرات‌گازی در نمونه‌های میدان مدنظر در جدول ۳- ارائه شده است.

با توجه به جدول ۳- و کمترین میزان درصد مولی ترکیبات سنگین‌تری مثل IC5، NC5، C12<sup>+</sup>، C11، C10، C9، C8، C7، C6 در بازه‌ی تغییرات دمایی و فشاری نمونه‌های این میدان گازی، نرم‌افزار PVTi سه ترکیب به‌عنوان بدترین حالت ساخت و بر اساس نتایج حاصل مشخص گردید که احتمال تشکیل هیدرات در برخی از نمونه‌ها وجود دارد. به‌همین دلیل در این مطالعه با توجه به درصد ترکیبات سیال و دما و فشار هر جداکننده و دما و فشار سرچاه، احتمال تشکیل هیدرات‌گازی در جداکننده‌ها و سر تمامی چاه‌های میدان بررسی خواهد شد. محدوده‌ی فشاری و دمایی جداکننده‌ی سطحی و سرچاه در این میدان در جدول ۴- ارائه شده است.

شکل ۵- نمودار فازي و منحنی تعیین موقعیت تشکیل هیدرات‌گازی را که به‌عنوان نمونه در یکی از جداکننده‌های این میدان و با استفاده از نتایج نرم‌افزار ASPEN HYSYS انجام شده نشان می‌دهد. همان‌طور که مشاهده می‌شود فشار تشکیل هیدرات در این جداکننده ۱۰ psi است در حالی که فشار جداکننده ۵۳۰ psi می‌باشد. بنابراین در جداکننده‌ی مدنظر هیدرات‌گازی تشکیل نخواهد شد.

نتایج بررسی‌ها در تمامی جداکننده‌های این میدان نشان می‌دهد که

حد اکثر	حداقل	
دمای جداکننده (°F)	۳۶/۱۴۰	۴۱
فشار جداکننده (psia)	۱۶۱۰	۱۰۵
دمای سرچاه (°F)	۴/۱۳۴	۰۸/۸۷
فشار سرچاه (psia)	۴۲۴۰	۲۰۰۵

همان‌طور که در بخش‌های قبل توضیح داده شد محل مناسب جهت انجام محاسبات مربوط به سرعت بحرانی، سرچاه خواهد بود. سرعت بحرانی، نرخ بحرانی و نرخ میانگین محاسبه شده طبق روش سوتن در تعدادی از چاه‌های این میدان، در جدول ۲- ارائه شده است. بر اساس محاسبات انجام شده برای این چاه‌ها، در این میدان بیشترین نرخ بحرانی گاز در حدود ۵/۵ MMscf/day بوده و بنابراین در چاه‌هایی که نرخ سیال کمتر از این مقدار باشد احتمال انباشتگی مایعات وجود دارد و باید جهت اطمینان و پیشگیری از وقوع این پدیده در این چاه‌ها بررسی‌های بیشتری صورت پذیرد.

با توجه به توضیحات ارائه شده و بر اساس جدول ۲-، در چاه نمونه‌گیری شماره‌ی ۷- پدیده‌ی انباشتگی مایعات اتفاق می‌افتد ولی در سایر چاه‌های نمونه‌گیری مورد مطالعه به دلیل اینکه نرخ گاز بیشتر از نرخ بحرانی است انباشتگی مایعات رخ نمی‌دهد. در این مطالعه به دلیل عدم گزارش نرخ گاز در برخی از چاه‌ها امکان بررسی تشکیل پدیده‌ی انباشتگی مایعات بر اساس روش سوتن وجود ندارد. در این حالت می‌توان با استفاده از نرم‌افزار PIPESIM چاه گازمیعانی را شبهه‌سازی کرد و با تعیین عامل سرعت انباشتگی مایع<sup>۱۸</sup> احتمال تشکیل پدیده‌ی انباشتگی مایعات را بررسی نمود. در صورتی که بر اساس نتیجه‌ی

Well no	estimated critical velocity (ft/s)	estimated critical flow rate (MMscf/day)	average gas flow rate reported (MMscf/day)
Well1	۵/۴۴۳۸۵	۴/۷۵۹	۱۰/۲۸
Well2	۴/۴۹۵۷۱	۴/۹۰۲	۱۸/۹
Well3	۴/۲۹۷۵۲	۴/۷۹۶	۲۱
Well4	۴/۸۶۰۵۷	۴/۹۳۴	۲۱/۲
Well5	۴/۲۵۳۶۴	۴/۸۸۱	۱۶/۷
Well6	۴/۶۸۱۷۳	۵/۰۴۲	۱۵
Well7	۴/۲۲۸۹۵	۴/۵۳۶	۳/۷

ترکیبات	ماکزیمم درصد مولی
N <sub>2</sub>	۴/۹۲
CO <sub>2</sub>	۳/۷۳
H <sub>2</sub> S	۴/۳
C <sub>1</sub>	۸۵/۵۶
C <sub>2</sub>	۶/۶۴
C <sub>3</sub>	۲/۷۹
IC <sub>4</sub>	۰/۷۳
NC <sub>4</sub>	۱/۰۱

در این مطالعه با توجه به اختلاف ناچیز فشار تشکیل هیدرات گازی در برخی از جداکننده‌ها و فشار آن جداکننده (خوانده شده از فشارسنج یا گزارش شده) در نظر داشتن میزان خطای فشارسنج بسیار مهم و اساسی است.

همچنین حداقل اختلاف فشار بین تشکیل هیدرات و فشار هر جداکننده ۳۰ psi است که میزان حداقل خطای نسبی با در نظر گرفتن فشار تشکیل هیدرات به عنوان فشار واقعی محاسبه شده است.

بنابراین دقت تجهیزات اندازه‌گیری مثل فشارسنج، دماسنج و اریفیس<sup>۱۹</sup> به انضمام کمبود داده و دقت نرم‌افزارهای شبیه‌ساز از جمله چالش‌هایی هستند که باید در بررسی احتمال تشکیل هیدرات منظور گردند.

### نتیجه‌گیری

در این مطالعه اهمیت و حساسیت محاسبه‌ی سرعت بحرانی به منظور اجتناب از انباشتگی مایعات در چاه و نیز اهمیت بررسی شرایط تشکیل هیدرات نشان داده شد و نتایج زیر حاصل گردید:

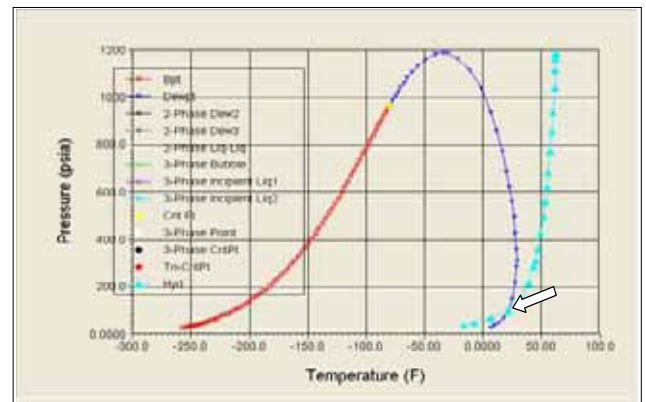
■ روش سوتن و همکاران نشان می‌دهد که امکان تشکیل مایعات گازی در یکی از هفت چاه نمونه‌گیری شده وجود دارد. بر اساس نتیجه‌ی نرم‌افزار PIPESIM برای سایر چاه‌هایی که نرخ گاز آنها گزارش نشده احتمال وقوع انباشتگی مایعات وجود ندارد.

■ شناسایی شرایط تشکیل هیدرات گازی در جداکننده‌ها نشان می‌دهد که اگر خطای نسبی فشارسنج در آنها کمتر از ۵ درصد باشد در هیچ‌یک از جداکننده‌ها هیدرات گازی تشکیل نمی‌شود.

■ در دمای سرچاهی بیشتر از ۸۷/۸°F تشکیل هیدرات گازی در سر چاه‌های این میدان اتفاق نمی‌افتد.

در جداکننده‌هایی با دمای کمتر از ۶۸°F و فشار بیش از ۲۰۰ psia امکان تشکیل هیدرات گازی وجود دارد. با توجه به اهمیت میزان دقت تجهیزات اندازه‌گیری و اظهارات کارشناسان میدان مبنی بر اینکه فشارسنج‌های این میدان می‌توانند تا ۱۰۰ psia خطا را نشان دهند در صورتی که خطای نسبی فشارسنج در جداکننده‌های میدان کمتر از ۵ درصد (حدود ۳۰ psia) باشد هیدرات گازی در هیچ‌یک از جداکننده‌ها تشکیل نخواهد شد. در غیر این صورت در شش جداکننده از مجموع ۵۶ جداکننده هیدرات گازی تشکیل خواهد شد. به علاوه نتایج نشان می‌دهد که اگر دمای سرچاه بیشتر از ۸۷/۸°F باشد هیدرات گازی در سرچاه تشکیل نخواهد شد. خطای نسبی فشارسنج از رابطه‌ی ۱۰- به دست می‌آید:

$$(10) \quad \text{فشار خوانده شده} - \text{فشار واقعی} = \frac{\text{خطای نسبی}}{\text{فشار واقعی}}$$



شکل ۵ | منحنی موقعیت تشکیل هیدرات گازی در جداکننده‌ی یکی از چاه‌های گاز مایعاتی میدان مورد مطالعه با نرم‌افزار ASPEN HYSYS (چاه-۴)

### پانویس‌ها

- |                         |               |                                   |
|-------------------------|---------------|-----------------------------------|
| 1. mghasemi.m@gmail.com | 7. well head  | 13. Sutton                        |
| 2. e_sedarat@yahoo.com  | 8. separator  | 14. tubing ID                     |
| 3. sgerami@gmail.com    | 9. kill       | 15. Veeken                        |
| 4. liquid loading       | 10. mist      | 16. Turner Ratio                  |
| 5. hydration            | 11. Slug flow | 17. WGR (water gas ratio)         |
| 6. chock                | 12. Turner    | 18. liquid loading velocity ratio |
|                         |               | 19. orifice                       |

### منابع

- [1] R.P. Sutton, S.A. Cox, J.F. Lea, O.L. Rowlan, Guidelines For The Proper Application Of Critical Velocity Calculation, SPE120625(2010), 182-194.
- [2] R.G. Turner, M.G. Hubbard, A.E. Dukler, Analysis And Prediction Of Minimum Flow Rate For The Continuous Removal Of Liquids From Gas Wells, SPE-AIME(1969):P.1475-1482.
- [3] GPSA Engineering Databook, 13th Edition, 2012, Chapter 20.
- [4] D.B. Carson, D.L. Katz, Natural Gas Hydrates, Petroleum Transactions, AIME, 146, 1942pp.150-158.
- [5] R. V. Smith, Practical Natural Gas Engineering, 2nd Ed. 1990: Penwell Books.
- [6] X. Wang, M Economides, Advanced Natural Gas Engineering, Ed. G.P. Company, 2009