

# شناسایی رژیم‌های جریان دو فازی و محاسبه افت فشار در چاه‌های تحت فرازآوری با گاز

تاریخ دریافت مقاله: ۹۰/۲/۲۷ ؛ تاریخ پذیرش مقاله: ۹۰/۹/۲۱

پژوهش نفت

سال بیست و یکم

شماره ۶۸

صفحه ۷۰-۵۴، ۱۳۹۰

مهرک محمودی<sup>۱</sup>، محمدتقی صادقی<sup>۱\*</sup> و فرهادعلی فرهادپور<sup>۲</sup>

۱- دانشگاه علم و صنعت ایران، دانشکده مهندسی شیمی، آزمایشگاه تحقیقاتی

شبییه‌سازی و کنترل فرایندها،

۲- دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی شیمی و نفت

sadeghi@iust.ac.ir

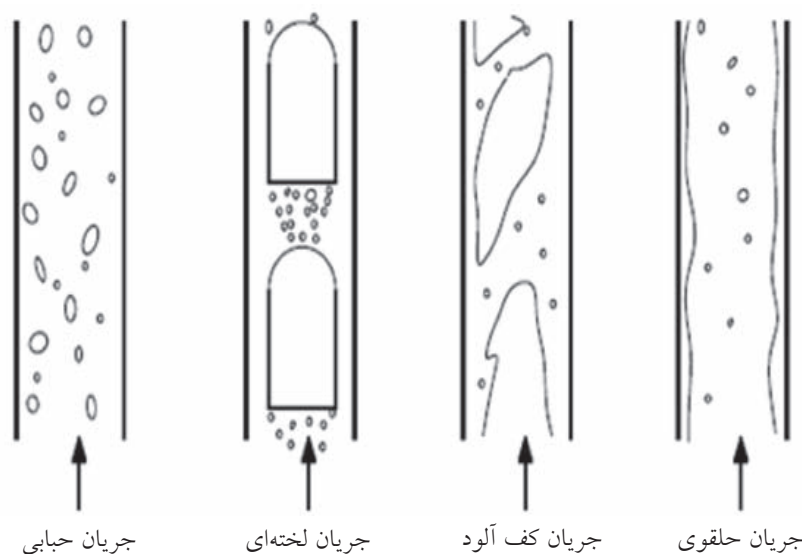
## چکیده

در بسیاری از مخازن نفتی که به علت گذشت زمان طولانی از شروع برداشت مخزن قادر به تولید طبیعی نمی‌باشند، از فرایند فرازآوری پیوسته با گاز برای افزایش تولید استفاده می‌گردد. در این تحقیق، محاسبات افت فشار جریان دو فازی در چاه تحت فرازآوری که پیچیده‌ترین و زمان برترین بخش مدل‌سازی این فرایند است، با استفاده از نقشه جریان و روابط مکانیستیک صورت گرفت. استفاده از توصیف دو جزئی نفت-سیاه به دلیل منظور نکردن تغییرات ترکیب سیال و ثابت گرفتن فشار حباب در طی عبور سیال در چاه، خطای قابل توجهی در محاسبات افت فشار ایجاد می‌کند. بنابراین، برای توصیف دقیق و سریع رفتار ترمودینامیکی سیال هیدروکربنی جاری در فرایند، از توصیف چند جزئی با به‌کارگیری روش پارامترهای کاهش یافته استفاده شد. نتایج نشان می‌دهد که استفاده از روابط تجربی در مدل‌سازی چاه تحت فرازآوری با گاز، باعث خطای قابل توجهی در محاسبات می‌شود. زیرا در روش‌های تجربی، روابط مناسبی برای گذر از الگوهای جریان به یکدیگر وجود ندارد و گرادیان فشار در این مرزها دچار گسستگی می‌شود.

واژه‌های کلیدی: جریان دو فازی، افت فشار، رژیم جریان، فرازآوری با گاز

## مقدمه

نیاز به بررسی و محاسبه افت فشار جریان‌های دو فازی نفت-گاز در اغلب فرایندهای صنعت نفت وجود دارد. توزیع فازهای مختلف درون لوله، وابسته به شرایط هندسی نظیر قطر و شیب لوله، سرعت نسبی و خواص فیزیکی گاز و مایع می‌باشد. در شکل ۱ الگوهای اصلی جریان دو فازی در یک چاه عمودی نشان داده شده است. افت فشار در جریان‌های دو فازی به شدت متأثر از الگوی جریان است. حضور فاز دوم، سبب بروز چالش‌های سنگینی در مدل‌سازی سیستم جریان دو فازی می‌گردد، زیرا هیدرودینامیک و مکانیسم جریان در هر الگو متفاوت است. مروری بر تحقیقات منتشر شده نشان می‌دهد که برای بعضی از الگوهای جریان دو فازی، روابطی برای محاسبه افت فشار براساس آزمایشات تجربی در لوله‌هایی با قطرهای متفاوت و شیب‌های معین گزارش شده است.



شکل ۱- نمونه‌ای از الگوهای جریان دو فازی در چاه‌های عمودی

چاه تحت فراآوری با گاز با دو مشکل اساسی مواجه است. اول آنکه این گونه نقشه‌ها تنها برای چاهی با شیب خاص و سیالی با ترکیب معین، معتبر است. بنابراین برای هندسه‌های مختلف و در شرایطی که ترکیب گاز و مایع در طول چاه تغییر می‌کند، کاربرد ندارد. مشکل دوم آن است که روابط تجربی در گذر رژیم‌های مختلف جریان به یکدیگر، دارای گسستگی است. این مسأله سبب بروز مشکلات همگرایی در انتگرال‌گیری از گرادیان فشار در چاه تحت فراآوری می‌شود.

از اواخر دهه ۱۹۸۰ تلاش‌ها به سمت استفاده از نگرش "مکانیستیک" معطوف شد که بر پایه استفاده از قوانین بقای جرم، اندازه حرکت و روابط تجربی برای تخمین بعضی از پارامترها می‌باشد. با استفاده از نگرش مکانیستیک این امکان وجود دارد که نقشه جریان را برای شیب‌های مختلف و یا سیالات متفاوت تولید نمود. در این نگرش، با استفاده از مدل کردن حدود پایداری هر الگوی جریان، می‌توان روابطی برای گذر الگوهای جریان به یکدیگر به دست آورد. به این ترتیب مشکل گسستگی مربوط به روابط تجربی کاهش می‌یابد. نگرش مکانیستیک با کار تایتل<sup>۳</sup> و همکارانش [۶] در سال ۱۹۷۶ شروع شد

به عنوان مثال می‌توان به روابط گوات<sup>۱</sup> و همکاران [۱] برای جریان لخته‌ای و روابط ماجومدر<sup>۲</sup> و همکاران [۲] برای جریان حبابی اشاره نمود. اما این روابط قادر به پیش‌بینی گذر از یک الگوی جریان به الگوی دیگر نمی‌باشد.

در بسیاری از میداین نفتی که به علت گذشت زمان طولانی از شروع برداشت مخزن قادر به تولید طبیعی نیست، از فرایند فراآوری با گاز استفاده می‌شود که در آن تزریق گاز متراکم سبب کاهش جرم حجمی ستون مایع و در نتیجه افزایش تولید می‌گردد [۳]. جریان سیال در یک چاه تحت فراآوری با گاز، نمونه بارزی است که در آن تنوع و گذر متعدد از الگوهای جریان دو فازی مشاهده می‌گردد. تزریق گاز در چاه تحت فراآوری که سبب تنوع رژیم‌های جریان در طی چاه می‌شود، اهمیت مدل‌سازی دقیق رژیم‌های مختلف و گذر آنها به یکدیگر در جریان دو فازی چاه را مضاعف می‌کند. جهت توسعه روش عملی برای تشخیص مرزهای گذر از یک الگوی جریان به الگوی دیگر، آزمایشات بسیار زیادی انجام شده و بانک داده‌های عظیمی بر مبنای قطرهای متفاوت جمع‌آوری شده است [۴]. با استفاده از این اطلاعات، نقشه‌های دو بعدی براساس سرعت ظاهری گاز و مایع درون لوله تهیه و ارائه شده‌اند. نقشه‌های الگوی جریان صرفاً تجربی، به‌طور گسترده در صنعت نفت به کار می‌رود [۵]، اما کاربرد آنها برای شناسایی الگوی جریان و محاسبه افت فشار در

1. Guet

2. Majumder

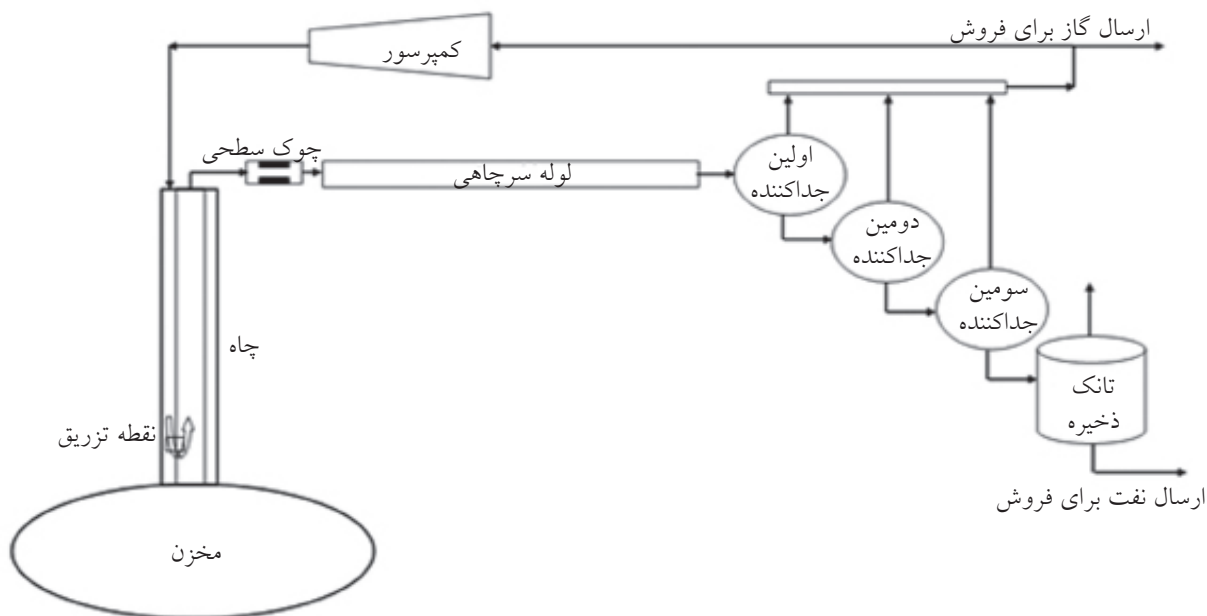
3. Taitel

درون چاه سپس در نقطه‌ای نزدیک انتهای چاه با گاز فرازآوری متراکم، مخلوط شده و سیال دو فازی حاصل به سمت چوک سرچاهی جریان می‌یابد. در فرایند فرازآوری با گاز، معمولاً سیال خروجی از چندین چاه در یک لوله مشترک جمع‌آوری می‌شوند. برای جلوگیری از تداخل بین چاه‌ها از یک چوک سطحی برای هر چاه استفاده می‌گردد. قطر چوک باید به گونه‌ای انتخاب شود که جریان سیال در آن بحرانی بوده و سرعت جریان بیش از سرعت صوت در جریان دو فازی باشد. در این شرایط، فشار پایین دستی تأثیری بر میزان جریان نخواهد داشت. سیال پس از عبور از چوک، وارد لوله مشترک جمع‌آوری و پس از آن وارد یک‌سری (معمولاً سه) جداکننده مایع و گاز می‌شود. گاز تولیدی از هر مرحله جداکننده، جمع‌آوری شده و مایع خروجی از هر جداکننده، وارد جداکننده بعدی می‌شود. مایع جداشده از آخرین جداکننده به تانک ذخیره‌سازی ارسال می‌شود. قسمتی از گاز جداشده پس از فشرده شدن در کمپرسور، به‌عنوان گاز فرازآوری دوباره به چاه تزریق می‌گردد.

و بارنتا<sup>۱</sup> در سال ۱۹۸۶ [۷] مدلی جامع شامل تمامی الگوهای جریان دو فازی، ارائه نمود. در ادامه این تلاش‌ها، مدل‌های مکانیستیکی دیگری توسط محققینی چون ژیو<sup>۲</sup> [۸]، انصاری [۹]، کایا<sup>۳</sup> [۱۰]، گومز<sup>۴</sup> [۱۱] و پتالاس<sup>۵</sup> و عزیز [۱۲] ارائه گردید. در تحقیقاتی که تاکنون روی مدل‌سازی چاه تحت فرازآوری صورت گرفته [۱۳-۱۷] تنها از روابط تجربی استفاده شده است. در این تحقیق، از نگرش مکانیستیک برای تشخیص الگوی جریان و تعیین افت فشار درون چاه عمودی و مایل تحت تزریق گاز که دارای تنوع رژیم‌های جریان است، استفاده شده است. نتایج حاصل در این تحقیق نشان می‌دهد که استفاده از نقشه و روابط صرفاً تجربی باعث اشتباه در تشخیص نوع رژیم و در نتیجه خطا در محاسبه افت فشار می‌گردد.

#### معرفی اجمالی فرایند فرازآوری پیوسته با گاز

نمای کلی فرایند فرازآوری پیوسته با گاز در شکل ۲ آمده است. در این فرایند، سیال تولیدی مخزن وارد انتهای چاه فرازآوری که می‌تواند عمودی یا مایل باشد، می‌شود. سیال



شکل ۲- نمای فرایند فرازآوری پیوسته با گاز

1. Barnea
2. Xiao
3. Kaya
4. Gomez
5. Petalas

سیال در حین فرایند است. در توصیف نفت-سیاه، تنها گاز در نفت حل می‌شود و مقدار گاز محلول در نفت، تابع ضعیفی از فشار است. بدین ترتیب فشار اشباع ثابت و مستقل از ترکیب می‌باشد. این توصیف، تقریباً خوبی از رفتار سیال در مخازنی با فشار بالای نقطه حباب ارائه می‌دهد، اما در زیر این فشار، با شکست مواجه خواهد شد. در فرایند فراآوری با گاز، فشار سیال در حین بالا آمدن در چاه تحت تزریق، از مقطعی به بعد به زیر فشار حباب می‌افتد. از طرفی ترکیب سیال درون چاه به دلیل تغییرات زمانی گاز تزریقی، متغیر است. بدین ترتیب فشار حباب در فرایند فراآوری، پیوسته با گاز تغییر می‌نماید. در تعدادی از تحقیقات گذشته [۱۳ و ۱۴] از توصیف نفت-سیاه برای مدل‌سازی فرایند فراآوری با گاز استفاده شده که با توجه به اینکه الگوی جریان دو فازی، میزان ترکیب فاز نفت و گاز در طول چاه به شدت تغییر می‌کند و افت فشار در چاه کاملاً وابسته به ترکیب سیال است، نتایج حاصل از چنین تحقیقاتی قابل اعتماد نیستند.

دیدگاه صحیح در توصیف رفتار ترمودینامیکی سیال هیدروکربنی، استفاده از توصیف چندجزئی<sup>۳</sup> براساس یک معادله حالت مناسب می‌باشد. در این دیدگاه، همه اجزای ترکیب سیال می‌توانند بین فازها توزیع شوند و از آزمون پایداری به منظور تعیین تعداد سیال و در صورت لزوم از محاسبات فلش چندجزئی برای تعیین ترکیب فازها استفاده می‌شود. در مدل‌سازی جریان دو فازی درون چاه تحت فراآوری با گاز که نیاز به انجام محاسبات تعادل فازی به دفعات می‌باشد، آزمون پایداری نقش بسیار مهمی در بالابردن سرعت محاسبات رفتار فازی دارد و سبب حذف محاسبات کند و غیر ضروری فلش می‌گردد. تنها در مواردی که نتیجه آزمون پایداری نشان‌دهنده ناپایداری فازی باشد، محاسبات فلش انجام می‌شود. این آزمون در اغلب موارد حدس اولیه مناسبی برای محاسبات فلش مهیا می‌کند. در واقع برای آنکه دو فاز در ترکیبی از سیال در تعادل باشند، لازم است علاوه بر برقراری موازنه جرم و

وجود حلقه برگشتی گاز تزریقی در این فرایند، سبب می‌شود که ترکیب گاز تزریقی با زمان تغییر کند. بدین ترتیب در طول دوره تولید، به‌طور پیوسته ترکیب هر دو فاز نفت و گاز جاری در چاه تغییر می‌نماید. در مدل یکپارچه فرایند فراآوری با گاز که شامل اجزای مخزن، چاه، چوک و جداکننده‌ها می‌باشد، هر جزء از جزء دیگر متأثر است. یکی از پارامترهای مهم که سبب تأثیر متقابل اجزای این فرایند می‌شود، ترکیب سیال جاری در فرایند است که تأثیر آن با انتخاب مدل ترمودینامیکی مناسب لحاظ می‌گردد. هدف از مدل‌سازی فرایند فراآوری با گاز، پیش‌بینی میزان تولید نفت در بازه زمانی طولانی می‌باشد. بدین منظور طول دوره برداشت به گام‌های کوتاه‌تری که در آن می‌توان میزان تولید را تقریباً ثابت فرض نمود، تقسیم می‌شود. در هر یک از گام‌های زمانی، تمامی مدل‌های موجود در فرایند به‌صورت همزمان حل می‌شوند. این روند با برداشتن گام‌های کوتاه متوالی ادامه می‌یابد تا تغییرات در میزان تولید نفت در طول دوره برداشت محاسبه و پیش‌بینی شود.

### توصیف ترمودینامیکی سیال دو فازی و روند انجام محاسبات فلش (Flash)

در هر گام زمانی برای حل مدل‌های موجود در فرایند فراآوری با گاز لازم است که شدت جریان، میزان حضور، ترکیب و خواص فیزیکی هر فاز تعیین گردد. برای این منظور ابتدا تعداد فازها از طریق آزمون پایداری مشخص شده و در صورت وجود دو فاز، میزان و ترکیب هر فاز از محاسبات فلش به دست می‌آید. دقت و سرعت محاسبات پایداری و فلش دو فازی، مستقیماً تابع توصیف رفتار ترمودینامیکی سیال است. در بسیاری از مطالعات در رابطه با سیالات هیدروکربنی، جزئیات ترکیب نفت و گاز در نظر گرفته نمی‌شود و از روابط تجربی که موسوم به نفت-سیاه<sup>۱</sup> می‌باشد، استفاده می‌گردد. در این توصیف ساده، سیال هیدروکربنی متشکل از دو شبه جزء نفت و گاز که معمولاً در شرایط سرچاهی تعریف می‌شود، فرض شده و رفتار PVT<sup>۲</sup> بر مبنای تعدادی پارامتر تجربی قابل اندازه‌گیری بیان می‌گردد. مشخصه این نگرش، ثابت فرض کردن فشار حباب به دلیل در نظر نگرفتن تغییرات ترکیب

1. Black-oil

2. Pressure- Volume-Temperature

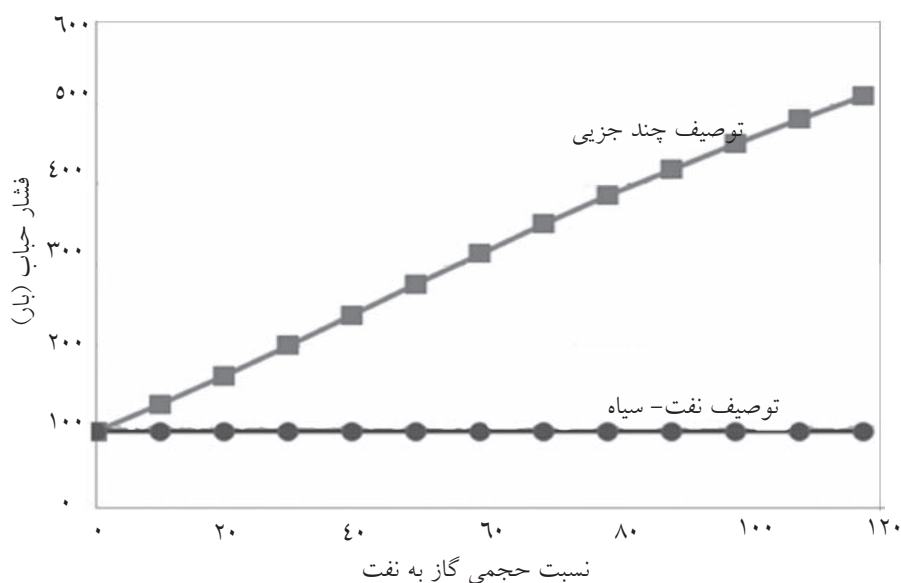
3. Compositional

یکی از معضلات توصیف چند جزئی، بالا رفتن سریع زمان محاسبات پایداری و فلش با تعداد اجزای موجود در سیال هیدروکربنی می‌باشد. برای سیالی با  $Nc$  جزء (یا شبه‌جزء)، لازم است که  $2Nc+1$  معادله جبری غیرخطی حل گردد. در سال ۱۹۸۶ میکلسون<sup>۱</sup> [۱۸] روشی برای کاهش تعداد معادلات حل شده ارائه نمود که به نام روش پارامترهای کاهش یافته<sup>۲</sup> معروف است. میکلسون نشان داد در صورتی که از ضرایب تقابل دوتایی اجزاء صرف‌نظر شود، علی‌رغم تعداد اجزای موجود در ترکیب، تنها نیاز به حل سه معادله جبری غیرخطی می‌باشد. این امر زمانی که تعداد اجزاء زیاد است، سبب کاهش قابل توجهی در زمان محاسبات می‌گردد. در صورتی که سیال هیدروکربنی حاوی دی‌اکسید کربن، سولفید هیدروژن، نیتروژن و یا آب باشد، صرف‌نظر کردن از تمام ضرایب تقابل دوتایی ممکن نیست. در این راستا فیروزآبادی و پن<sup>۳</sup> موفق شدند که روش پارامترهای کاهش یافته را با لحاظ کردن ضرایب تقابل دوتایی، تعمیم دهند [۱۹ و ۲۰]. آنها نشان دادند که می‌توان با انتخاب مناسب تعداد پارامترهای کاهش یافته، علاوه بر داشتن دقت مناسب، سرعت محاسبات را نیز بالا برد.

برابری فوگاسیته‌ها، سطح انرژی آزاد گیس در آن ترکیب زیر صفحه مماس بر آن باشد.

آزمون پایداری تعیین نقاط کمینه فاصله صفحه مماس (TPD)<sup>۱</sup> است که به صورت اختلاف بین انرژی آزاد گیس یک سیستم در تک فاز و انرژی آزاد گیس در دو فاز، به طوری که مقدار فاز آزمایشی<sup>۲</sup> کم است، تعریف می‌شود [۱۸]. از آنجا که در دما و فشار ثابت، حالت پایدارتر دارای انرژی آزاد گیس کمتری می‌باشد، حالت تک فاز زمانی پایدار است که TPD آن مثبت باشد. مقدار TPD یک مقدار مثبت خواهد بود اگر و تنها اگر مقدار آن در نقاط سکون (یعنی نقاطی که مشتق در آنها صفر می‌شود)، مثبت باشد. بدین منظور لازم است برای سیالی با  $Nc$  جزء، تابع TPD در هر ترکیب مولی فاز آزمایشی مثبت باشد.

در چاه تحت فراآوری با گاز، به دلیل تغییر مداوم ترکیب نفت و گاز در طول چاه، فشار نقطه حباب نیز متغیر است. شکل ۳ تابعیت فشار حباب از نسبت حجمی گاز به نفت را در فشار ۲۰۰ بار نشان می‌دهد. اثر تغییرات ترکیب در توصیف چندجزئی لحاظ می‌گردد در حالی که در توصیف نفت-سیاه به دلیل ثابت فرض کردن ترکیب دو فاز گاز و مایع، فشار حباب ثابت باقی می‌ماند.



شکل ۳- تغییرات فشار حباب با نسبت حجمی گاز به نفت در فشار ۲۰۰ بار

1. Tangent Plane Distance
2. Trial phase
3. Michelsen
4. Reduced Parameters
5. Pan

$$y_i = K_i x_i \quad i=1,2,\dots,N_c \quad (3)$$

با توجه به روابط ۱ تا ۳ لازم است که برای سیالی با  $N_c$  جزء (یا شبه جزء)،  $1 + 2N_c$  معادله جبری غیرخطی حل گردد. در حالی که در روش پارامترهای کاهش یافته، مقادیر  $K$  برحسب تعداد محدودی پارامتر کاهش یافته نوشته می‌شود. همچنین روابط بقای جرم و تعادل نیز برحسب این پارامترها نوشته می‌شوند و انجام محاسبات فلش تبدیل به حل دستگاهی با تعداد کمتری معادله و مجهول می‌گردد. جزئیات این روش به‌طور کامل در مراجع ۱۹ و ۲۰ ارائه شده است.

در این تحقیق، تشخیص الگوی جریان دو فازی، تعیین افت فشار و همچنین دقت و زمان محاسبات در چاه تحت فرازآوری با گاز، ابتدا براساس توصیف ترمودینامیکی چندجزئی کامل انجام می‌شود و سپس با نتایج حاصل از روش پارامترهای کاهش یافته فیروزآبادی و پن مقایسه می‌گردد.

### محاسبات افت فشار جریان دو فازی در چاه تحت فرازآوری

برای حل مدل فرازآوری با گاز، در هر گام زمانی نیاز به محاسبه افت فشار درون چاه می‌باشد. بدین منظور ابتدا طول چاه به تعداد زیادی بازه‌های کوچک‌تر تقسیم شده و افت فشار درون چاه با انتگرال‌گیری گام به گام محاسبه می‌شود. روند انتگرال‌گیری در یک گام به صورت نمادین در شکل ۴ آمده است. فرض کنید که انتگرال‌گیری تا مقطع  $L$  انجام شده و مشخص است. برای محاسبه فشار در مقطع  $L + \Delta L$ ، از گرادیان فشار که شامل سه جزء است، انتگرال‌گیری می‌شود:

$$\left(\frac{dp}{dl}\right) = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{اصطکاکی}} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{هیدرواستاتیکی}} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{شتابی}} \quad (4)$$

برای محاسبه جملات گرادیان فشار (جزء اصطکاکی، هیدرواستاتیکی و شتابی) در رابطه ۴ لازم است که ابتدا الگوی جریان بر اساس سرعت ظاهری و خواص فیزیکی فازها در مقطع  $L$  تعیین گردد. الگوی جریان را می‌توان از نقشه جریان تجربی و یا نقشه جریان مکانیستیک مشخص کرد و سپس با توجه به نوع الگوی جریان، اجزای گرادیان فشار را از روابط تجربی یا روابط مکانیستیک مخصوص آن الگو محاسبه نمود.

در روش پارامترهای کاهش یافته برای ترکیبی با  $N_c$  جزء (یا شبه جزء)، تابع TPD به‌جای نوشته شدن برحسب  $N_c$  متغیر معمول، برحسب  $m$  پارامتر مستقل جدید که پارامترهای کاهش یافته نام دارند، نوشته می‌شود که  $m$  خیلی کمتر از  $N_c$  می‌باشد. این امر سبب هموار شدن سطح TPD و در نتیجه یکتایی نقطه کمینه این سطح می‌شود [۱۹ و ۲۰]. بدین ترتیب انجام آزمون پایداری در فضای کاهش یافته علاوه بر افزایش سرعت محاسبات، دقت را نیز افزایش می‌دهد. برای نوشتن TPD برحسب پارامترهای کاهش یافته لازم است که ابتدا پارامترهای معادله حالت برحسب این پارامترها نوشته شوند. در این تحقیق از معادله حالت پنگ-راینسون برای انجام پایداری فاز و محاسبات فلش استفاده می‌شود. بدین ترتیب با تعریف پارامترهای کاهش یافته و تابعیت فاکتور تراکم‌پذیری و ضرایب فوگاسیته از آنها، TPD نیز تابعی از پارامترهای کاهش یافته می‌شود. برای تعیین مقادیر نقاط سکونی که تابع TPD در آن مثبت است، می‌توان از روش کمینه کردن مقید TPD با استفاده از ضرایب لاگرانژ که توسط فیروزآبادی و پن [۱۹] معرفی شده، استفاده نمود. بدین منظور لازم است که مقادیر پارامترهای کاهش یافته به‌گونه‌ای تعریف شود که تابع TPD مثبت باشد.

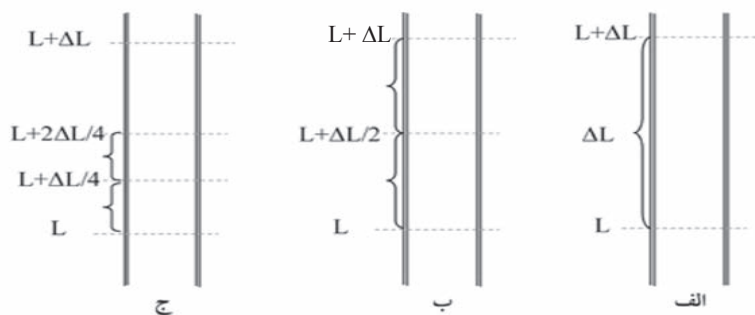
در صورتی که آزمون پایداری حضور بیش از یک فاز در سیستم را نشان دهد، لازم است محاسبات فلش برای تعیین میزان و ترکیب هر فاز انجام شود. در این تحقیق محاسبات فلش به روش پارامترهای کاهش یافته فیروزآبادی و پن انجام می‌گیرد. در انجام محاسبات فلش دو فازی، یک مول از خوراک با ترکیب  $Z$  در دمای  $T$  و فشار  $p$  به دو فاز که یکی حاوی  $V$  مول گاز و دیگری حاوی  $L$  مول مایع با ترکیب مولی  $y$  و  $x$  می‌باشد، فلش می‌شود. لازم است که موازنه جرم بین دو فاز برقرار باشد:

$$z_i = (1-V)x_i + Vy_i \quad i=1,2,\dots,N_c \quad (1)$$

از طرفی مجموع جزء مولی تمام اجزاء در هر فاز باید برابر با یک باشد:

$$\sum_{i=1}^{N_c} (y_i - x_i) = 0 \quad (2)$$

برای برقراری تعادل ترمودینامیکی دو فاز مایع و گاز، ضروری است رابطه زیر برقرار باشد:



شکل ۴- نمای نحوه انتگرال‌گیری از گرادیان فشار با روش اویلر مستقیم

در غیر این صورت لازم است که محاسبات با انتخاب طول گام  $\Delta L / 4$  تکرار شود و نتیجه فشار محاسبه شده در مقطع  $L + \Delta L / 2$  با انتخاب دو طول گام متفاوت  $\Delta L / 2$  و  $\Delta L / 4$  مقایسه گردد (شکل ۴-ج).

برای پایداری روش اویلر مستقیم، لازم است که طول گام انتگرال‌گیری خیلی کوچک انتخاب شود. از طرفی در هر گام انتگرال‌گیری، محاسبات پایداری و فلش چندجزیی ۳ بار تکرار می‌شود. در نتیجه در محاسبه افت فشار در طول چاه (از انتهای چاه تا سرچاه)، تعداد بسیار زیادی محاسبات پایداری و فلش چندجزیی مورد نیاز خواهد بود که منجر به بالا رفتن شدید زمان محاسبات می‌گردد. به منظور کاهش زمان و تعداد محاسبات فلش، می‌توان از روش‌های انتگرال‌گیری با درجه بالاتر که در آن امکان انتخاب طول گام مناسب با تغییرات گرادیان فشار وجود دارد، استفاده نمود. در این تحقیق از روش انتگرالی رانگ-کوتا<sup>۲</sup> درجه پنج با کنترل طول گام که اجازه برداشتن گام‌های انتگرالی بلندتر در مواقع نیاز را می‌دهد، استفاده شده است [۲۱].

#### نحوه تعیین الگوی جریان و تعیین گرادیان فشار

در این تحقیق از نقشه جریان و روابط تجربی عزیز و همکاران و همچنین نقشه جریان و روابط مکانیستیک

در این تحقیق، به منظور تشخیص الگوی جریان و محاسبه گرادیان فشار، را نقشه جریان و روابط تجربی عزیز و همکاران [۵] و همچنین نقشه جریان و روابط مکانیستیک پتالاس و عزیز [۱۲] استفاده شده و سپس نتایج حاصل از دو دیدگاه باهم مقایسه می‌شوند.

در ساده‌ترین برخورد می‌توان از روش انتگرال‌گیری اویلر مستقیم<sup>۱</sup> برای تعیین فشار در مقطع  $L + \Delta L$  (شکل ۴-الف) استفاده نمود:

$$p_{L+\Delta L} = p_L + \left(\frac{\Delta p}{\Delta l}\right)_L \Delta L \quad (5)$$

برای کنترل دقت محاسبات و مناسب بودن طول گام، انتگرال‌گیری با نصف طول گام یعنی  $\Delta L / 2$  تکرار می‌شود. فشار در مقطع  $L + \Delta L / 2$  از رابطه ۶ به دست می‌آید (شکل ۴-ب):

$$p_{L+\Delta L/2} = p_L + \left(\frac{\Delta p}{\Delta l}\right)_L \frac{\Delta L}{2} \quad (6)$$

با داشتن این فشار، می‌توان با انجام محاسبات پایداری و فلش و به کارگیری نقشه جریان و روابط تجربی یا مکانیستیک، الگوی جریان و گرادیان فشار را تعیین نمود. از گرادیان فشار در مقطع  $L + \Delta L / 2$  برای محاسبه فشار در  $L + \Delta L$  استفاده می‌شود:

$$p_{L+2\Delta L/2} = p_{L+\Delta L/2} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta l}\right)_{L+\Delta L/2} \frac{\Delta L}{2} \quad (7)$$

بدین ترتیب از دو رابطه ۵ و ۷ دو مقدار برای فشار در  $L + \Delta L$  به دست می‌آید. اگر اختلاف این دو عدد ناچیز باشد، انتگرال‌گیری فشار در گام‌های بعدی ادامه می‌یابد.

1. Explicit Euler  
2. Runge-Kutta

$$V_{Msl} = V_{sl} \left( \frac{72\rho_L}{62.4\sigma_L} \right)^{1/4} \quad (۹)$$

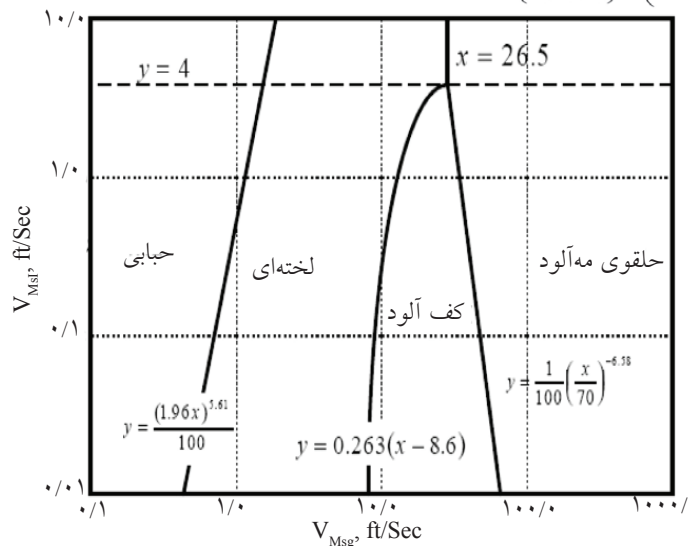
جدول ۱ حدود پایداری الگوهای جریان در نقشه جریان تجربی عزیز و همکاران برای هر یک از سه رژیم جریان حبابی، لخته‌ای و مه‌آلود حلقوی یک سری روابط روابطی تجربی برای محاسبه جزء افت فشار هیدرواستاتیکی و اصطکاکی ارائه داده و از افت فشار شتابی صرف‌نظر نموده‌اند. در این روابط افت فشار رژیم جریان کف‌آلود، توسط درونیابی خطی بین دو رژیم جریان لخته‌ای و حلقوی تعیین می‌شود.

پتالاس و عزیز به منظور تشخیص الگوی جریان و محاسبه گرادیان فشار استفاده شده که در ادامه به معرفی مختصر هریک از این روش‌ها پرداخته می‌شود.

### روابط عزیز و همکاران

شکل ۵، نقشه جریان دوبعدی عزیز و همکاران برای جریان نفت و گاز در چاه عمودی را نشان می‌دهد. روابط مربوط به منحنی‌های گذر بین الگوهای جریان نیز در این شکل آمده است. محورهای مختصات این نقشه جریان دو فازی، سرعت‌های ظاهری تصحیح شده با تعریف زیر در واحد سیستم انگلیسی هستند [۵]:

$$V_{Msg} = V_{sg} \left( \frac{\rho_G}{0.0764} \right)^{1/3} \left( \frac{72\rho_L}{62.4\sigma_L} \right)^{1/4} \quad (۸)$$



شکل ۵- نقشه الگوی جریان تجربی ارائه شده توسط عزیز و همکاران برای جریان عمودی نفت - گاز [۵]

جدول ۱- حدود پایداری الگوهای جریان در نقشه تجربی عزیز و همکاران [۵]

الگوی جریان	حدود پایداری
حبابی	$V_{Msl} > 4$ و $V_{Msg} < \frac{(100y)^{0.17211}}{196}$ یا $V_{Msl} \leq 4$ و $V_{Msg} < \frac{(100y)^{0.17211}}{196}$
لخته‌ای	$V_{Msl} > 4$ و $\frac{(100y)^{0.17211}}{196} \leq V_{Msg} < 26.5$ یا $V_{Msl} \leq 4$ و $\frac{(100y)^{0.17211}}{196} \leq V_{Msg} < \frac{y}{0.263} + 8.6$
حلقوی مه آلود	$V_{Msl} > 4$ و $V_{Msg} \geq 26.5$ یا $V_{Msl} \leq 4$ و $V_{Msg} \geq 70((100y)^{-0.152})$
کف آلود	$V_{Msl} \leq 4$ و $\frac{y}{0.263} + 8.6 \leq V_{Msg} < 70((100y)^{-0.152})$



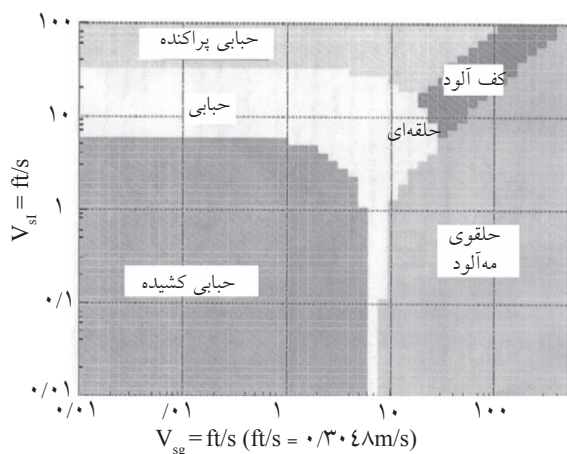
## روابط پتالاس و عزیز

تعیین افت فشار در یک چاه تحت فراآوری ارائه شده است. بدین منظور نتایج حاصل از دو دیدگاه استفاده از نقشه جریان و روابط تجربی عزیز و همکاران [۵] با نقشه جریان و روابط مکانیستیک پتالاس و عزیز [۱۲] مقایسه می‌گردد. ترکیب سیال ورودی به چاه که در جدول ۲ آمده، مشابه ترکیب سیال در یکی از مخازن ایران انتخاب شده که در حال حاضر در آن فراآوری با گاز انجام می‌گیرد. خواص بحرانی و ضریب بی‌مرکزی جزء  $C_7^+$  از طریق تنظیم این مقادیر با استفاده از داده‌های آزمایشگاهی موجود در جدول ۳ تعیین گردید. بدین منظور تابع خطایی به صورت اختلاف بین مقادیر آزمایشگاهی پارامترهای جدول ۳ و مقادیر محاسبه شده این پارامترها، تعریف شد. نتایج کمینه کردن این تابع هدف، مقادیر خواص بحرانی و ضریب بی‌مرکزی جزء  $C_7^+$  می‌باشد که در جدول ۲ ارائه شده است. رفتار ترمودینامیکی این سیال بر مبنای معادله حالت پنگ-رابینسون با استفاده از ضرایب تقابل دوتایی موجود در جدول ۴ تعیین می‌گردد. مشخصات چاه مورد مطالعه در جدول ۵ آورده شده است. این اطلاعات مشابه یکی از چاه‌های کشور است که در حال حاضر تحت فراآوری با گاز می‌باشد. فشار در ته چاه با عمق ۱۹۸۰ متر، ۲۱۸ بار و درجه حرارت، ۳۶۰ کلوین می‌باشد. گاز تزریقی جهت فراآوری، متان خالص است که با دبی  $85000 \text{ m}^3 (\text{st.})/\text{day}$  به ۸۰ متر بالاتر از انتهای چاه تزریق می‌شود.

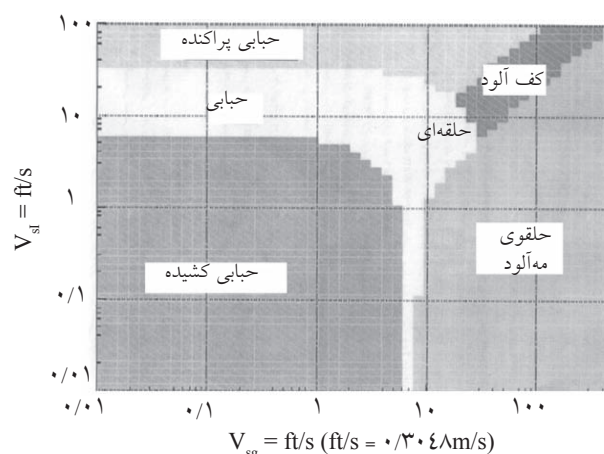
شکل ۶ نقشه جریان مکانیستیک ارائه شده توسط پتالاس و عزیز برای جریان عمودی و جریان مایل با شیب ۱۰ درجه نسبت به افق را نشان می‌دهد. روند تعیین الگوی جریان در این مدل که در شکل ۷ آمده، بدین صورت است که ابتدا یک الگوی جریان خاص فرض می‌شود. سپس توسط معیارهای مختلف که همان گذرهای جریان می‌باشند و از حل موازنه اندازه حرکت به دست می‌آیند، پایداری این الگو بررسی می‌شود. اگر الگوی جریان پایدار باشد، روند متوقف می‌شود. در صورت عدم پایداری، الگوی دیگری لحاظ شده و روند تکرار می‌شود [۱۲]. پتالاس و عزیز برای هر یک از الگوهای جریان دو فازی ابتدا موازنه جرم و اندازه حرکت را نوشته و سپس با حل این معادلات و استفاده از روابط تجربی برای بعضی از پارامترها مانند فاکتور اصطکاک، روابطی برای محاسبه اجزای افت فشار (هیدرواستاتیکی و اصطکاک) ارائه می‌دهند. آنها برای هر یک از گذرهای جریان به جریان‌های دیگر، روابط ریاضی ارائه داده‌اند. در این مدل، رژیم جریان کف‌آلود گذری بین جریان حبابی پراکنده و جریان حلقوی-مه‌آلود و بین جریان لخته‌ای و حلقوی-مه‌آلود است که به منظور تعیین مقدار نگهداشت مایع و افت فشار در این الگوی جریان از درونیابی بین رژیم‌های مرزی مناسب با روند تکرار استفاده می‌شود.

## نتایج و بحث

در این بخش نتایج محاسبات تشخیص الگوی جریان و

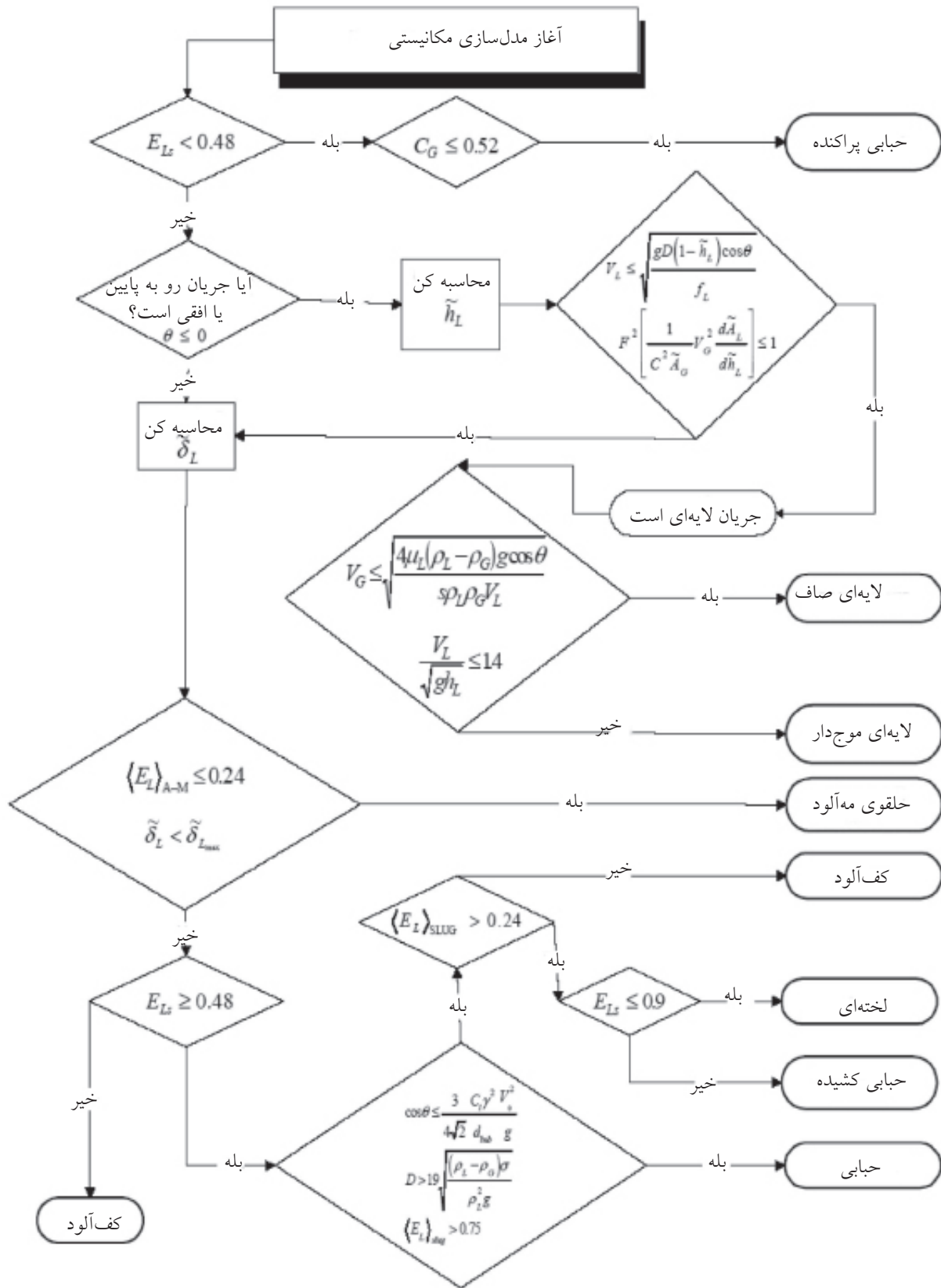


ب- جریان مایل



الف- جریان عمودی

شکل ۶- نقشه الگوی جریان مکانیستیک پتالاس و عزیز برای سیستم نفت-گاز [۱۲]



شکل ۷- فلوجارت تعیین الگوی جریان در مدل مکانیستیک پتلااس و عزیز [۱۲]

جدول ۲- ترکیب و خواص سیال ورودی به چاه

جزء	ترکیب مولی	$M_w$ (gr/mole)	$P_c$ (bar)	$T_c$ (K)	$\Omega$
CO <sub>2</sub>	۱/۶۳	۴۴/۰۱	۷۳/۷۷	۳۰۴/۲۱	۰/۲۲۵۰
H <sub>2</sub> S	۰/۱۷	۳۴/۰۸	۹۰/۰۸	۳۷۳/۶۰	۰/۰۸۱۰
N <sub>2</sub>	۰/۲۵	۲۸/۰۱	۳۳/۹۴	۱۲۶/۲۰	۰/۰۴۰۰
C <sub>1</sub>	۱۴/۳۹	۱۶/۰۴	۴۶/۰۰	۱۹۰/۶۰	۰/۰۱۱۵
C <sub>2</sub>	۷/۱۳	۳۰/۰۷	۴۸/۸۴	۳۰۵/۴۰	۰/۰۹۰۸
C <sub>3</sub>	۸/۰۸	۴۴/۱۰	۴۲/۴۶	۳۶۹/۸۰	۰/۱۴۵۴
i-C <sub>4</sub>	۱/۶۷	۵۸/۱۲	۳۶/۴۸	۴۰۸/۱۰	۰/۱۷۶۰
n-C <sub>4</sub>	۴/۶۷	۵۸/۱۲	۳۸/۰۰	۴۲۵/۲۰	۰/۱۹۲۸
i-C <sub>5</sub>	۱/۶۱	۷۱/۹۴	۳۴/۷۷	۴۶۴/۷۴	۰/۲۲۳۵
n-C <sub>5</sub>	۲/۹۵	۷۲/۱۵	۳۳/۷۴	۴۶۹/۶۰	۰/۲۲۷۳
C <sub>6</sub>	۵/۴۲	۸۴/۹۹	۳۲/۵۷	۵۱۵/۲۸	۰/۲۶۳۷
C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	۵۲/۰۳	۲۴۳/۰	۱۷/۱۷	۷۴۴/۴۷	۰/۸۵۶۱

جدول ۳- داده‌های آزمایشگاهی مخزن مورد مطالعه

۶۵٫۳۶۲	فشار حباب (bar)
۲۷۰	نسبت حجمی گاز محلول به نفت (Mscf/STB)
۴۷٫۱	دانسیته نفت در فشار حباب (lbm/ft <sup>3</sup> )
۰٫۹۹۷	ویسکوزیته نفت در فشار حباب (cP)
۳۴	درجه API
۱٫۲۳۸	فاکتور حجمی نفت

جدول ۴- ضرایب تقابلی دوتایی برای سیال ورودی به چاه

جزء	C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	C <sub>6</sub>	n-C <sub>5</sub>	i-C <sub>5</sub>	n-C <sub>4</sub>	i-C <sub>4</sub>	C <sub>3</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub>	۰/۱۰۸۹	۰/۱۴۲۰	۰/۱۳۴۷	۰/۱۲۹۷	۰/۱۴۱۲	۰/۱۳۶۸	۰/۱۳۶۸	۰/۱۴۰۱	۰/۰۹۵۶	-۰/۰۱۷۱	۰/۱۱۵۰	۰
H <sub>2</sub> S	۰/۰۴۵	۰/۰۵۷۰	۰/۰۷۰۹	۰/۰۶۵۰	۰/۰۶۲۶	۰/۰۵۶۰	۰/۰۹۲۵	۰/۰۸۶۲	۰/۰۸۸۸	۰/۱۵۸۸	۰	۰/۱۱۵۰
N <sub>2</sub>	۰/۱۰۰۰	۰/۱۶۵۰	۰/۰۹۳۶	۰/۰۹۳۰	۰/۰۵۹۷	۰/۱۳۱۵	۰/۰۸۸۶	۰/۰۳۱۹	۰/۰۳۱۲	۰	۰/۱۵۸۸	-۰/۰۱۷۱
C <sub>1</sub>	۰/۰۵۹۷	۰/۰۲۴۰	۰/۰۱۸۵	۰/۰۱۸۲	۰/۰۱۲۹	۰/۰۱۳۷	۰/۰۰۷۵	۰/۰۰۳۰	۰	۰/۰۳۱۲	۰/۰۸۸۸	۰/۰۹۵۶
C <sub>2</sub>	۰/۰۴۰۰	۰/۰۱۱۹	۰/۰۰۸۱	۰/۰۰۷۹	۰/۰۰۴۶	۰/۰۰۵۱	۰/۰۰۱۹	۰	۰/۰۰۳۰	۰/۰۳۱۹	۰/۰۸۶۲	۰/۱۴۰۱
C <sub>3</sub>	۰/۰۲۷۵	۰/۰۰۵۶	۰/۰۰۳۲	۰/۰۰۳۱	۰/۰۰۱۳	۰/۰۰۱۵	۰	۰	۰/۰۰۷۵	۰/۰۸۸۶	۰/۰۹۲۵	۰/۱۳۶۸
i-C <sub>4</sub>	۰/۰۱۸۱	۰/۰۰۲۰	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۰۵	۰	۰	۰	۰/۰۰۵۱	۰/۱۳۱۵	۰/۰۵۶۰	۰/۱۳۶۸
n-C <sub>4</sub>	۰/۰۱۹۱	۰/۰۰۲۳	۰/۰۰۱۰	۰/۰۰۰۹	۰	۰/۰۰۰۵	۰/۰۰۱۳	۰/۰۰۴۶	۰/۰۰۱۲۹	۰/۰۵۹۷	۰/۰۶۲۶	۰/۱۴۱۲
i-C <sub>5</sub>	۰/۰۱۳۶	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۰۴	۰	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۳۱	۰/۰۰۷۹	۰/۰۰۱۸۲	۰/۰۹۳۰	۰/۰۶۵۰	۰/۱۲۹۷
n-C <sub>5</sub>	۰/۰۱۳۳	۰/۰۰۰۸	۰	۰/۰۰۰۴	۰/۰۰۱۰	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۳۲	۰/۰۰۸۱	۰/۰۰۱۸۵	۰/۰۹۳۶	۰/۰۷۰۹	۰/۱۳۴۷
C <sub>6</sub>	۰/۰۰۹۲	۰	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۰۸	۰/۰۰۲۳	۰/۰۰۲۰	۰/۰۰۰۶	۰/۰۰۱۱۹	۰/۰۰۲۴۰	۰/۱۶۵۰	۰/۰۵۷۰	۰/۱۴۲۰
C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	۰	۰/۰۰۹۲	۰/۰۱۳۳	۰/۰۱۳۶	۰/۰۱۹۱	۰/۰۱۸۱	۰/۰۲۷۵	۰/۰۴۰۰	۰/۰۵۹۷	۰/۱۰۰۰	۰/۰۴۵	۰/۱۰۸۹

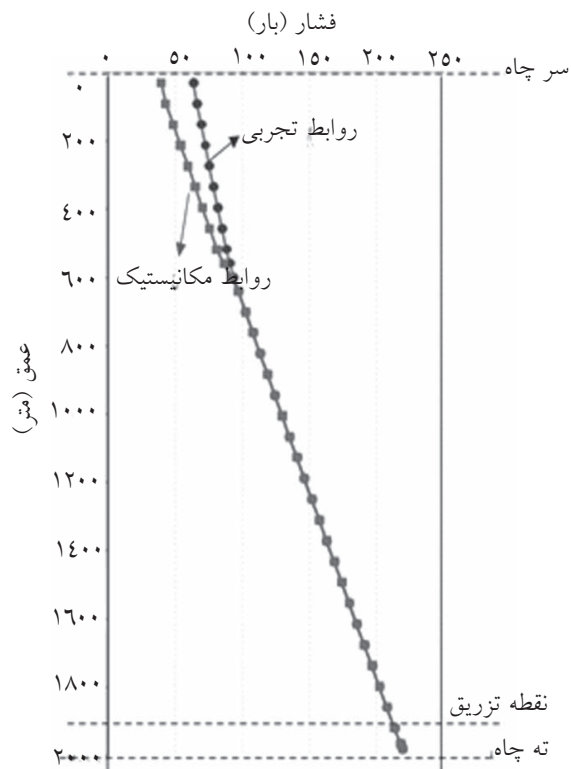
جدول ۵- مشخصات چاه مورد مطالعه

۱۹۸۰	عمق چاه (m)
۱۹۰۰	عمق تزریق (m)
۰/۰۷۶	قطر چاه (m)
۰/۰۳	زبری مطلق (cm)
۳۰	کشش سطحی (dyne/cm)

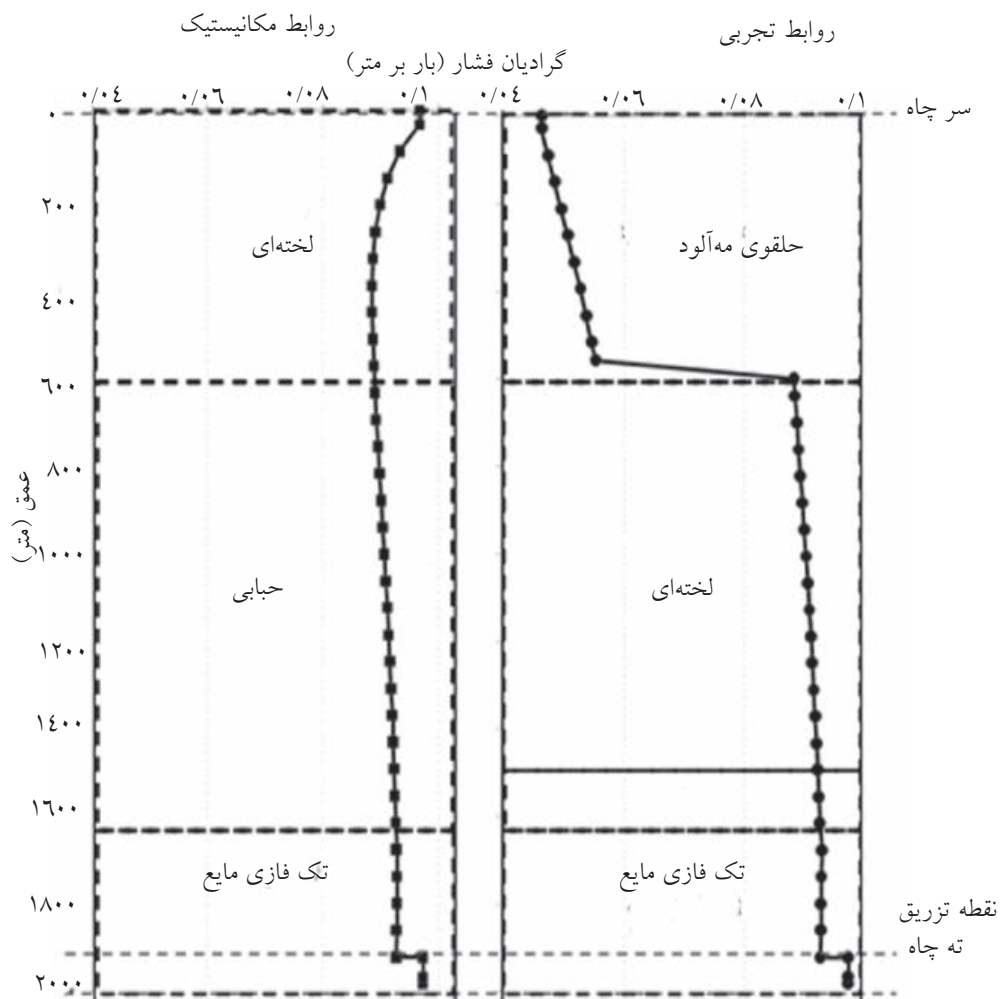
برد. الگوهای جریان پیش‌بینی شده در طول چاه از دو دیدگاه تجربی و مکانیستیک، متفاوت هستند و از آنجا که محاسبات گرادیان فشار وابسته به الگوی جریان است، فشار محاسبه شده از دو روش نیز متفاوت خواهد بود. مطابق شکل ۹ در گذر از الگوی جریان لخته‌ای به حلقوی در روش تجربی، گسستگی شدیدی مشاهده می‌گردد. علت این گسستگی آن است که در روش‌های تجربی، روابط مناسبی برای گذر بین الگوهای جریان وجود ندارد. در مقابل، در نتایج روابط مکانیستیک به دلیل ارائه روابط مناسب برای گذر از الگوهای جریان به یکدیگر، گسستگی در محاسبه گرادیان فشار مشاهده نمی‌گردد.

خطای ناشی از کاربرد نقشه جریان و روابط تجربی برای محاسبه گرادیان فشار در چاه تحت فراآوری در شکل ۸ نمایش داده شده است. در صورت استفاده از نقشه جریان و روابط تجربی عزیز و همکاران [۵]، فشار سرچاه ۶۲ بار به دست می‌آید. درحالی‌که اگر از نقشه جریان و روابط مکانیستیک پتالاس و عزیز [۱۲] استفاده شود، فشار سرچاه ۳۹ بار محاسبه می‌شود. نتایج مقایسه بین این دو عدد نشان می‌دهد که روش تجربی حدود ۵۹ درصد در محاسبه فشار سرچاه اختلاف دارد.

می‌توان با بررسی منحنی گرادیان فشار در طول چاه که در شکل ۹ رسم شده، به علت این اختلاف پی



شکل ۸- مقایسه تغییرات فشار در طول چاهی به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰/۰۷۶ متر از روش‌های تجربی و مکانیستیک



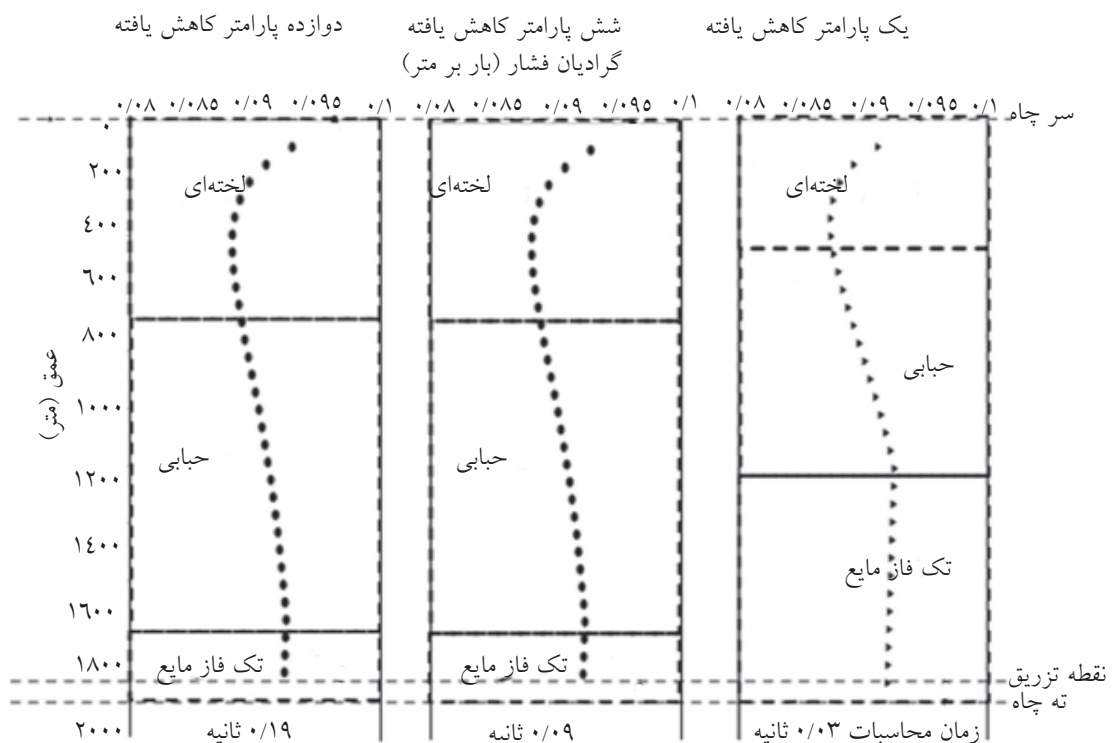
شکل ۹- مقایسه تغییرات الگوی جریان و گرادیان فشار در چاهی به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰/۰۷۶ متر از روش‌های تجربی و مکانیستیک

استفاده نمود. سرعت و دقت این روش وابسته به آن است که چه تعداد پارامتر کاهش یافته لحاظ شود. شکل ۱۰، نتیجه تعیین الگوی جریان و گرادیان فشار محاسبه شده در چاه مذکور و همچنین مدت زمان محاسبات با استفاده از توصیف چندجزئی کامل و روش پارامترهای کاهش یافته را نشان می‌دهد.

در این مقایسه که محاسبات گرادیان فشار طبق روابط مکانیستیک پتالاس و عزیز [۱۲] صورت می‌گیرد، تعداد پارامترها در روش پارامترهای کاهش یافته سه مقدار یک، شش و دوازده منظور شد؛ با توجه به محاسبات انجام شده برای مقادیر ویژه ماتریس متناظر ضرایب تقابل دوتایی سیال جاری در این چاه، مشخص گردید که ۶ مقدار (مطلق) ویژه اجزای  $C_2, i-C_4, n-C_4, i-C_5, C_6, n-C_5$  نسبت به مقادیر ویژه سایر اجزاء کمتر بوده و در نتیجه قابل صرف نظر می‌باشند.

لازم به ذکر است که گسستگی که در انتهای هر دو منحنی تجربی و مکانیستیک در عمق ۱۹۰۰ متری مشاهده می‌شود، مربوط به تغییرات گرادیان فشار ناشی از تغییر ترکیب کلی سیال در اثر تزریق گاز در این عمق است. از آنجا که هنگام انتگرال‌گیری از گرادیان فشار، طول چاه به دو بازه کلی یکی از انتهای چاه تا نقطه تزریق و دیگری از نقطه تزریق تا سر چاه تقسیم می‌شود، این گسستگی مشکلی در انتگرال‌گیری ایجاد نمی‌کند.

محاسبه افت فشار در طول چاه تحت فراآوری، زمان برترین قسمت حل مدل فرایند فراآوری پیوسته با گاز در یک بازه زمانی طولانی (۵ تا ۱۵ سال) می‌باشد. زیرا لازم است که محاسبات پایداری و فلش چندجزئی در هر گام انتگرال‌گیری گرادیان فشار در چاه، به دفعات انجام شود. به منظور کاهش زمان محاسبات پایداری و فلش چندجزئی، می‌توان از روش پارامترهای کاهش یافته



شکل ۱۰- مقایسه تغییرات الگوی جریان و گرادیان فشار در چاهی به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰/۰۷۶ متر با استفاده از توصیف چندجزئی کامل و پارامترهای کاهش یافته

آزمایشگاهی برای چاه‌های عمودی یا افقی صورت گرفته، داده و روابط تجربی کافی و دقیق برای جریان دو فازی در چاه‌های مایل وجود ندارد. از طرف دیگر، تغییرات در فشار هیدرواستاتیکی ناشی از تغییر شیب در چاه‌های مایل، نقش مهمی ایفا می‌کند که لازم است در نظر گرفته شود. بنابراین استفاده از روابط تجربی برای تعیین گرادیان فشار انواع الگوهای جریان در چنین چاه‌هایی توصیه نمی‌گردد. در مقابل، نقشه جریان و روابط مکانیستیک این امکان را فراهم می‌کند که فراآوری با گاز در این گونه چاه‌ها نیز مطالعه شود. برای مثال شکل ۱۱ تأثیر شیب چاه در محاسبه فشار سرچاه در یک چاه مایل به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰/۰۷۶ متر که خواص سیال ورودی به آن در جداول ۱ و ۲ آمده را با استفاده از مدل پتالاس و عزیز [۱۲] نشان می‌دهد. مطابق شکل ۱۱، افزایش زاویه نسبت به خط عمود در یک چاه با طول ثابت، سبب کاهش افت فشار و در نتیجه افزایش فشار سرچاهی می‌گردد.

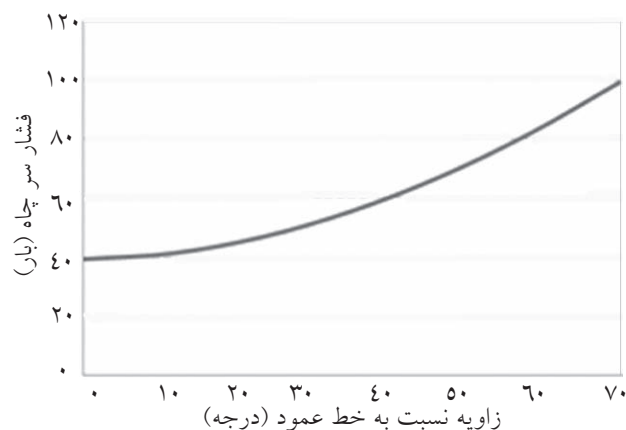
یکی از تفاوت‌های اصلی جریان‌های عمودی و مایل، نوع الگوهای جریان محتمل در آنهاست. به‌عنوان مثال اگر شیب لوله با افق خیلی کم باشد، ممکن است الگوی جریان

لحاظ کردن یک پارامتر معادل صرف‌نظر کردن از تمامی ضرایب دوتایی است و منظور کردن ۱۲ پارامتر همان روش چند جزئی کامل است. مشخصات چاه عمودی مورد بررسی در این مقایسه و سیال ورودی به آن در جداول ۲ تا ۴ آمده است. همان‌گونه که در شکل ۱۰ مشاهده می‌گردد، شناسایی الگوهای جریان با انتخاب تنها یک پارامتر کاهش یافته، با توزیع الگوهای جریان در دو حالت ۶ و ۱۲ پارامتر، متفاوت است. علت این است که به دلیل حضور ترکیبات غیرهیدروکربنی مانند دی‌اکسید کربن، سولفید هیدروژن و نیتروژن نمی‌توان از ضرایب تقابل دوتایی این اجزا صرف‌نظر نمود. انتخاب ۶ پارامتر کاهش یافته برای این مسأله، علاوه بر دستیابی به دقت کافی، سبب نصف شدن زمان محاسبات افت فشار در طول چاه می‌گردد. این کاهش زمان، هنگامی که مدل فراآوری با گاز برای بازه چند ساله حل می‌شود و در آن محاسبات افت فشار هزاران بار تکرار می‌گردد، اهمیت فوق‌العاده‌ای پیدا می‌کند.

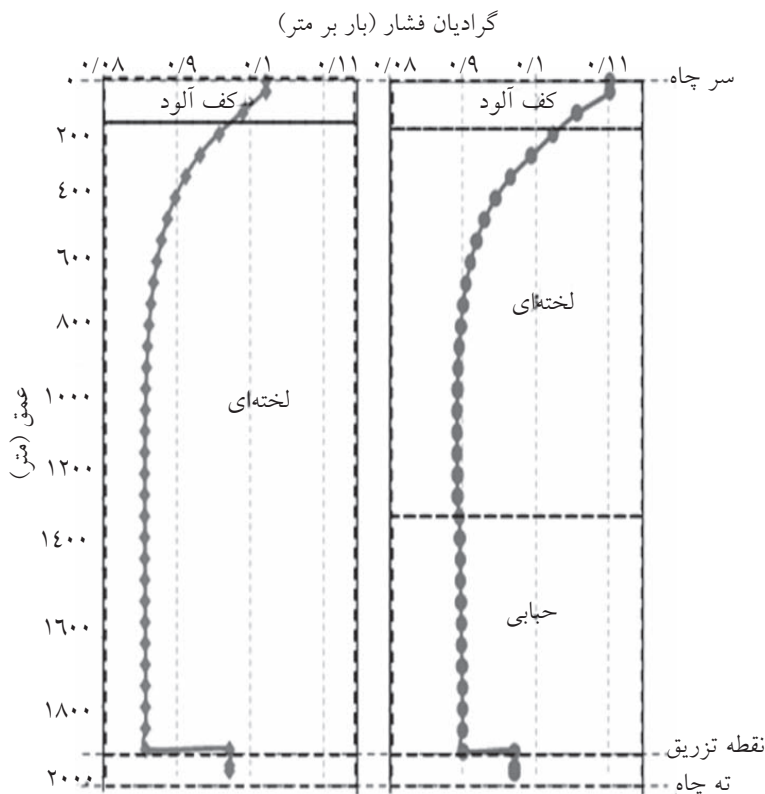
در بعضی از موارد چاه‌های فراآوری با گاز عمودی نبوده و به‌صورت مایل حفر شده‌اند. باتوجه به اینکه اکثر مطالعات

با دبی  $140000 \text{ m}^3 (\text{st.})/\text{day}$  به ۸۰ متر بالاتر از انتهای چاه تزریق می‌شود و ترکیب سیال ورودی به چاه مطابق جدول ۲ می‌باشد. شکل ۱۲ تغییرات الگوی جریان و گرادیان فشار در دو چاه عمود و مایل (با شیب ۲۰ درجه نسبت به خط عمود) را نشان می‌دهد. باید توجه داشت که جریان حبابی در این مورد مطالعاتی در چاه مایل رخ نمی‌دهد. استفاده از نقشه جریان و روابط مکانیستیک امکان مطالعه فرازآوری با گاز در چاه‌های چند شاخه را فراهم کند.

لایه‌ای<sup>۱</sup> در لوله رخ دهد که این الگو در جریان عمودی وجود ندارد. با داشتن سرعت ظاهری و خواص فیزیکی فازها در لوله‌های مایل، می‌توان با استفاده از نقشه جریان و روابط مکانیستیک، الگوی جریان و گرادیان فشار را تعیین می‌نمود. برای بررسی اثر تغییر زاویه روی الگوهای جریان، یک چاه عمودی و یک چاه مایل با زاویه ۲۰ درجه نسبت به خط عمود با شرایط یکسان از جمله طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰/۰۷۶ متر، در نظر گرفته شد. در هر دو چاه، گاز



شکل ۱۱- تغییرات فشار سرچاهی در چاهی به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰/۰۷۶ متر نسبت به زاویه به خط عمود



الف- چاه عمودی      ب- چاه مایل با شیب ۲۰ درجه نسبت به خط عمود

شکل ۱۲- تغییرات الگوی جریان و گرادیان فشار برای دو چاه عمودی و مایل به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰/۰۷۶ متر

### نتیجه‌گیری نهایی

نتایج این تحقیق نشان داد که استفاده از نقشه جریان و روابط تجربی برای محاسبات افت فشار در چاه تحت فرازآوری با گاز به دلیل کمبود روابط مناسب در گذر الگوهای جریان به یکدیگر، سبب بروز گسستگی در این مرزها می‌شود. این امر علاوه بر طولانی کردن زمان انتگرال‌گیری گرادیان فشار در چاه، سبب بروز خطا در محاسبه فشار سرچاه و میزان نفت تولیدی از چاه می‌گردد. نتایج این بررسی نشان داد که استفاده از نقشه جریان و روابط مکانیستیک، علاوه بر ارائه محاسبات دقیق‌تر، امکان محاسبه افت فشار در چاه‌های مایل از جمله انشعابات چاه‌های چندشاخه‌ای که شیب آنها با طول تغییر می‌کند را فراهم می‌نماید.

از طرفی به دلیل وجود حلقه برگشتی گاز تزریقی در فرایند فرازآوری پیوسته با گاز، ترکیب گاز تزریقی و همچنین ترکیب دو فاز نفت و گاز جاری در چاه در طول دوره تولید با زمان تغییر می‌کند. نتایج تحقیق حاضر نشان داد که استفاده از توصیف دوجزئی نفت-سیاه در این فرایند به دلیل منظور نکردن تغییرات ترکیب سیال و ثابت در نظر گرفتن فشار حباب طی عبور سیال از چاه، با خطای زیادی همراه است. در مقابل توصیف چندجزئی که بر پایه انجام محاسبات پایداری و فلش چندجزئی است، می‌تواند رفتار فازی سیال را به خوبی پیش‌بینی نماید. جهت کاهش زمان محاسبات پایداری و فلش، از روش پارامترهای کاهش یافته استفاده شد. نتایج نشان داد که

با انتخاب تعداد پارامترهای کاهش یافته مناسب، می‌توان علاوه بر دستیابی به دقت کافی، زمان محاسبات افت فشار در طول چاه را نیز به میزان قابل ملاحظه‌ای کاهش داد.

### علائم و نشانه‌ها

$dp/dl$ : گرادیان فشار (بار بر متر)

$L$ : طول (متر)

$m$ : تعداد پارامتر کاهش یافته

$M_w$ : جرم ملکولی (گرم بر مول)

$Nc$ : تعداد اجزاء در ترکیب سیال

$p$ : فشار (بار)

$p_c$ : فشار بحرانی (بار)

$T$ : دما (کلوین)

$T_c$ : دما بحرانی (کلوین)

$V$ : جزء مولی فاز گاز در ترکیب کلی

$V_{sg}$ : سرعت ظاهری گاز (متر بر ثانیه)

$V_{sl}$ : سرعت ظاهری مایع (متر بر ثانیه)

$x$ : ترکیب مولی فاز مایع

$y$ : ترکیب مولی فاز گاز

$z$ : ترکیب کلی سیال

$\rho$ : جرم حجمی (کیلوگرم بر مترمکعب یا پوند بر فوت

مکعب)

$\sigma$ : کشش سطحی (دین بر سانتی‌متر)

$\omega$ : ضریب بی‌مرکزی

### منابع

- [1] Guet S., Decarre S., Henriot V. & Liné A., *Void Fraction in Vertical Gas-Liquid Slug Flow: Influence of Liquid Slug Content*, Chemical Engineering Science 61, pp. 7336-7350, 2006.
- [2] Majumder S.K., Kundu G. & Mukherjee D., *Prediction of Pressure Drop In a Modified Gas-Liquid Down Flow Bubble Column*, Chemical Engineering Science 61, pp. 4060 – 4070, 2006.
- [3] Takacs G., *Gas Lift Manual*, PennWell Corporation, 2005.
- [4] Brill J. P. & Mokherjee H., *Multiphase Flow in Wells*, Richardson, Texas, 1999.
- [5] Aziz K., Govier G.W., & Fogarasi M., *Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas*, J.Canadian Petro. Tech, 1972.



- [6] Taitel Y. & Dukler A.E., "A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow". *AIChE J.*, 22(1): pp. 47-55, 1976.
- [7] Barnea D., *Transition from Annular Flow and from Dispersed Bubble Flow Unified Models for the Whole Range of Pipe Inclinations*, *Int. J. Multiphase Flow*, 12(5): pp. 733-744, 1986.
- [8] Xiao J.J., Shoham O. & Brill J.P., "A Comprehensive Mechanistic Model for Two-Phase Flow in Pipelines", Paper SPE 20631, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, pp. 23-25, Sep. 1990.
- [9] Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O. & Brill J.P., "A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores", *SPE Production & Facilities*, May: pp. 143-152, 1994.
- [10] Kaya A. S., Sarica C. and Brill J. P., "Comprehensive Mechanistic Model of Two-Phase Flow in Deviated Wells", Paper SPE 56522, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, pp. 3-6, Oct. 1999.
- [11] Gomez L.E., Shoham O., Schmidt Z., Chokshi R.N. and Northug T., "Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow: Horizontal to Vertical Upward Flow", *SPE Journal*, 5 (3): pp. 339-350, 2000.
- [12] Petalas N. & Aziz K., *A Mechanistic Model for Stabilized Multiphase Flow in Pipes*, A report for the members of Stanford Reservoir Simulation Industrial Affiliates and Stanford Project on the Productivity and Injectivity of Horizontal Wells, Petroleum Engineering, Stanford University, Aug. 1997.
- [13] Carroll J.A., *Multivariate Production Systems Optimization*, MSc Thesis, Stanford University, 1990.
- [14] Ravindran N., *Multivariate Optimization of production systems - the time dimension*, MSc Thesis, Stanford University, 1992.
- [15] Palke M.R., *Nonlinear Optimization of Well Production Considering Gas Lift and Phase Behavior*, MSc Thesis, Stanford University, 1996.
- [16] Pittman R.W., "Gas Lift Design and Performance", Paper SPE 9981 presented at the International Petroleum Exhibition and Technical Symposium, Bejin, China, pp. 18-26 March, 1982.
- [17] Vazquez-Roman R. & Palafox-Hernandez P., "A new Approach for Continuous Gas Lift Simulation and Optimization", Paper SPE 95949 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, U.S.A., pp. 9-12 October, 2005.
- [18] Michelsen M., *Simplified Flash Calculations for Cubic Equations of State*, *Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev.* 25, 184, 1986.
- [19] Firoozabadi A. & Pan H., "Fast and Robust Algorithm for Compositional Modeling: Part I—Stability Analysis Testing", Paper SPE 63083 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, 1-4 October, 2001.
- [20] Pan H. & Firoozabadi A., "Fast and Robust Algorithm for Compositional Modeling: Part II—Two-Phase Flash Computations", Paper SPE 71603 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, 30 September–3 October, 2001.
- [21] Press W.H., Flannery B.P., Teukolsky S.A., & Vetterling W.T., *Numerical Recipes*, Cambridge University Press, Cambridge, 1989.