بروش نفت • شماره ۶۸

شناسایی رژیمهای جریان دو فازی و محاسبه افت فشار در چاههای تحت فراز آوری با گاز

تاريخ پذيرش مقاله ۹۰/۹/۲۱ تاریخ دریافت مقاله: ۹۰/۲/۲۷

مهرک محمودی'، محمدتقی صادقی'* و فرهادعلی فرهادپور' ۱- دانشگاه علم و صنعت ایران، دانشکده مهندسی شیمی، آزمایشگاه تحقیقاتی شبيهسازي و كنترل فرايندها، ۲- دانشگاه صنعتی شریف، دانشکده مهندسی شیمی و نفت sadeghi@iust.ac.ir

سال بیست و یکم

شماره ۶۸ صفحه ۷۰–۵۴، ۱۳۹۰

ېكىدە

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 می گردد. 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 بهدلیل 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 توصيف دقيق و سريع رفتار ترموديناميكى سيال هيدروكربنى 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 می شود. زیرا در روش های تجربی، روابط مناسبی برای گذر از الگوهای جریان به یکدیگر وجود ندارد و گرادیان فشار در این مرزها دچار گسستگی می شود.

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

مقدمه

نیاز به بررسی و محاسبه افت فشار جریانهای دو فازی نفت- گاز در اغلب فرایندهای صنعت نفت وجود دارد. توزيع فازهاي مختلف درون لوله، وابسته به شرايط هندسي 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.



به عنوان مثال می توان به روابط گوات و همکاران [۱] برای جریان لختهای و روابط ماجومدر و همکاران [۲] برای جریان حب ابی اشاره نمود. اما این روابط قادر به پیش بینی گذر از یک الگوی جریان به الگوی دیگر نمی باشد.

در بسیاری از میادین نفتی که به علت گذشت زمان طولانی از شروع برداشت مخزن قادر به تولید طبیعی نیست، از فرایند فراز آوری با گاز استفاده می شود که در آن تزریق گاز متراکم سبب کاهش جرم حجمی ستون مایع و درنتیجه افزایش تولید می گردد [۳]. جریان سیال در یک چاه تحت فرازآوری با گاز، نمونه بارزی است که در آن تنوع و گذر متعدد از الگوهای جریان دو فازی مشاهده می گردد. تزریق گاز در چاه تحت فراز آوری که سبب تنوع رژیمهای جریان در طی چاه می شود، اهمیت مدل سازی 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 جمع آوری شده است [٤]. 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 می رود [٥]، اما کاربرد آنها برای شناسایی الگوی جریان و محاسبه افت فشار در www.SID.ir

چاه تحت فراز آوری با گاز با دو مشکل اساسی مواجه است. اول آنکه این گونه نقشه ها تنها برای چاهی با شیب خاص و سیالی با ترکیب معین، معتبر است. بنابراین برای هندسه های 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 رژیم های مختلف جریان به یکدیگر، دارای گسستگی است. این مسأله سبب بروز مشکلات همگرایی در انتگرال گیری از گرادیان فشار در چاه تحت فراز آوری می شود.

از اواخر دهه ۱۹۸۰ تلاش ها 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 بهدست آورد. به این ترتیب مشکل گسستگی مربوط به روابط تجربی کاهش میابد. نگرش مکانیستیک با کار تایتل^۳ و همکارانش [٦] در سال ۱۹۷۲ شروع شد

^{1.} Guet

Majumder

^{3.} Taitel

درون چاه سیس در نقطهای نزدیک انتهای چاه با گاز

فرازآوری متراکم، مخلوط شده و سیال دو فازی حاصل به

سمت چوک سرچاهی جریان می یابد. در فرایند فرازآوری

با گاز، معمولاً سیال خروجی از چندین چاه در یک لوله مشترک جمع آوری می شوند. برای جلوگیری از تداخل بین

چاهها از یک چوک سطحی برای هر چاه استفاده می گردد. 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 یایین دستی

تأثیری بر میزان جریان نخواهد داشت. سیال پس از عبور

از چوک، وارد لوله مشترک جمع آوری و پس از آن وارد یکسری (معمولاً سه) جداکننده مایع و گاز می شود. گاز

تولیدی از هر مرحله جداکننده، جمع آوری شده و مایع خروجی از هر جداکننده، وارد جداکننده بعدی می شود. مایع جداشده از آخرین جداکننده به تانک ذخیرهسازی

ارسال می شود. قسمتی از گاز جداشده پس از فشرده شدن

در کمیرسور، بهعنوان گاز فرازآوری دوباره به چاه تزریق

و بارنئا در سال ۱۹۸۲ [۷] مدلی جامع شامل تمامی الگوهای جریان دو فازی، ارائه نمود. در ادامه این تلاشها، مدلهای مکانیستیکی دیگری توسط محققینی چون ژیو^۲ [۸]، انصاری [۹]، کایا [۱۰]، گومز⁴ [۱۱] و پتالاس⁶ و عزیز [۲۲] ارائه گردید. در تحقیقاتی که تاکنون روی مدلسازی چاه تحت فرازآوری صورت گرفته [۳۱– 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 می گردد.

معرفي اجمالي فرايند فراز آوري پيوسته با گاز

نمای کلی فرایند فراز آوری پیوسته با گاز در شکل ۲ آمده است. در این فرایند، سیال تولیدی مخزن وارد انتهای چاه فراز آوری که می تواند عمودی یا مایل باشد، می شود. سیال



می گردد.

شکل۲- نمای فرایند فرازآوری پیوسته با گاز

1. Barnea

- 2. Xiao
- 3. Kaya
- 4. Gomez
- 5. Petalas

وجود حلقه برگشتی گاز تزریقی در این فرایند، سبب می شود که ترکیب گاز تزریقی با زمان تغییر کند. بدین ترتيب در طول دوره توليد، بهطور پيوسته تركيب هر دو فاز نفت و گاز جاري در چاه تغییر مي نمايد. در مدل يکيار چه فرايند فرازآوري با گاز كه شامل اجزاي مخزن، چاه، چوك و جداکنندهها میباشد، هر جزء از جزء دیگر متأثر است. یکی از یارامترهای مهم که سبب تأثیر متقابل اجزای این فرايند مي شود، تركيب سيال جاري در فرايند است كه تأثير آن با انتخاب مدل ترمودینامیکی مناسب لحاظ میگردد. هدف از مدلسازی فرایند فراز آوری با گاز، پیشبینی میزان تولید نفت در بازه زمانی طولانی میباشد. بدین منظور طول دوره برداشت به گامهای کوتاهتری که در آن می توان میزان تولید را تقریباً ثابت فرض نمود، تقسیم می شود. در هر یک از گامهای زمانی، تمامی مدلهای موجود در فرايند بهصورت همزمان حل مي شوند. اين روند با برداشتن گامهای کوتاه متوالی ادامه می یابد تا تغییرات در میزان توليد نفت در طول دوره برداشت محاسبه و پيش بيني شود.

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

در هر گام زمانی برای حل مدلهای موجود در فرایند فرازآوري با گاز لازم است که شدت جریان، میزان حضور، ترکیب و خواص فیزیکی هر فاز تعیین گردد. برای این منظور ابتدا تعداد فازها از طريق آزمون يايداري مشخص شده و درصورت وجود دو فاز، ميزان و تركيب هر فاز از محاسبات فلش بهدست مي آيد. 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 درنظر گرفته نمیشود و از روابط تجربی که موسوم به نفت- سیاه' میباشد، استفاده می گردد. 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 ^۲PVT بر مبنای تعدادی پارامتر تجربی قابل اندازه گیری بیان می گردد. مشخصه این نگرش، ثابت فرض كردن فشار حباب به دليل درنظر نگرفتن تغييرات تركيب

سیال در حین فرایند است. در توصیف نفت- سیاه، تنها گاز در نفت حل می شود و مقدار گاز محلول در نفت، تابع ضعيفي از فشار است. بدين ترتيب فشار اشباع ثابت و مستقل از ترکیب میباشد. این توصیف، تقریب نسبتاً خوبی از رفتار سیال در مخازنی با فشار بالای نقطه حباب ارائه مي دهد، اما در زير اين فشار، با شكست مواجه خواهد شد. در فرایند فرازآوری 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 بهدلیل تغییرات زمانی گاز تزریقی، متغیر است. بدین ترتیب فشار حباب در فرایند فرازآوری، پیوسته با گاز تغییر مینماید. در تعدادی از تحقیقات گذشته [۱۳ و ۱٤] از توصیف نفت- سیاه برای مدلسازی فرایند فراز آوری با گاز استفاده شده که با توجه به اینکه الگوی جریان دو فازی، میزان و ترکیب فاز نفت و گاز در طول چاه بهشدت 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، استفادہ از توصیف چندجزئی ؓ براساس یک معادله حالت مناسب می باشد. در این دیدگاه، همه اجزای ترکیب سیال می توانند 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 می شود. در مدلسازی جریان دو فازی درون چاه تحت فرازآوری 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 می شود. این آزمون در اغلب موارد حدس اوليه مناسبي براي محاسبات فلش مهيا میکند. در واقع برای آنکه دو فاز در ترکیبی از سیال در تعادل باشند، لازم است علاوه بر برقراری موازنه جرم و

^{1.} Black-oil

^{2.} Pressure- Volume-Tempreture

^{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 ۲Nc+۱ معادله جبری غیرخطی

حل گردد. در سال ۱۹۸٦ میکلسون^۳ [۱۸] روشی برای

کاهش تعداد معادلات حل شده ارائه نمود که به نام روش

یارامترهای کاهش یافته^٤ معروف است. میکلسون نشان داد

در صورتی که از ضرایب تقابل دوتایی اجزاء صرفنظر

شود، على رغم تعداد اجزاى موجود در تركيب، تنها نياز به

حل سه معادله جبری غیرخطی میباشد. این امر زمانی که

تعداد اجزاء زياد است، سبب كاهش قابل توجهي در

زمان محاسبات مي گردد. در صورتي که سيال هيدروکربني

حاوی دیاکسید کربن، سولفید هیدروژن، نیتروژن و یا

آب باشد، صرفنظر کردن از تمام ضرایب تقابل دوتایی

ممکن نیست. در این راستا فیروزآبادی و ین موفق شدند

که روش یارامترهای کاهش یافته را با لحاظ کردن ضرایب

تقابل دوتایی، تعمیم دهند [۱۹و۲۰]. آنها نشان دادند که می توان با انتخاب مناسب تعداد پارامترهای کاهش یافته،

علاوه بر داشتن دقت مناسب، سرعت محاسبات را نيز بالا

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

آزمون پایداری تعیین نقاط کمینه فاصله صفحه مماس (TPD) است که بهصورت اختلاف بین انرژی آزاد گیبس یک سیستم در تک فاز و انرژی آزاد گیبس در دو فاز، به طوری که مقدار فاز آزمایشی کم است، تعریف می شود [۱۸]. از آنجا که در دما و فشار ثابت، حالت پایدارتر دارای انرژی آزاد گیبس کمتری می باشد، حالت تک فاز زمانی پایدار است که TPD آن مثبت باشد. مقدار TPT یک مقدار مثبت خواهد بود اگر و تنها اگر مقدار آن در نقاط سکون (یعنی نقاطی که مشتق در آنها صفر می شود)، مثبت باشد. بدین منظور لازم است برای سیالی با NC جزء، تابع TPD

در چاه تحت فراز آوری 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 می دهد. اثر تغییرات ترکیب در توصیف چند جزئی لحاظ می گردد در حالی که در توصیف نفت – سیاه به دلیل ثابت فرض کردن ترکیب دو فاز گاز و مایع، فشار حباب ثابت باقی می ماند.



بر **د**.

1. Tangent Plane Distance

- 2. Trial phase
- 3. Michelsen
- 4. Reduced Parameters

5. Pan

در روش پارامترهای کاهش یافته برای ترکیبی با Nc جزء (یا شبه جزء)، تابع TPD بهجای نوشته شدن برحسب Nc متغیر معمول، برحسب m پارامتر مستقل جدید که پارامترهای کاهش یافته نام دارند، نوشته میشود که m خیلی کمتر از Nc می باشد. این امر سبب هموار شدن سطح TPD و درنتیجه یکتایی نقطه کمینه این سطح می شود [۱۹ و ۲۰]. بدین ترتیب انجام آزمون پایداری در فضای کاهـش یافته علاوه بر افزایش سـرعت 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- رابینسون 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 می شود. برای تعیین مقادیر نقاط سکونی که تابع TPD در آن مثبت است، می توان 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 به گونهای تعریف شود که تابع TPD مثبت باشد.

درصورتیکه 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 می گیرد. 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 می شود. لازم است که موازنه جرم بین دو فاز برقرار باشد: $i=1,2,...,N_{c}(1)$ $z_{i} = (1-V) x_{i} + V y_{i}$ از طرفي مجموع جزء مولى تمام اجزاء در هر فاز بايد برابر با يک باشد: $\sum_{i=1}^{N_c} (y_i - x_i) = 0$ (٢) برای برقراری تعادل ترمودینامیکی دو فاز مایع و گاز،

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

 $y_i=K_i x_i$ $i=1,2,...,N_c$ (۳) Nc با توجه به روابط ۱ تا ۳ لازم است که برای سیالی با Nc جزء (یا شبه جزء)، ۱+ ۲Nc معادله جبری غیرخطی حل گردد. در حالی که در روش پارامترهای کاهش یافته، مقادیر N برحسب تعداد محدودی پارامتر کاهش یافته نوشته می شود. همچنین روابط بقای جرم و تعادل نیز برحسب این پارامترها نوشته می شوند و انجام محاسبات فلش تبدیل به حل دستگاهی با تعداد کمتری معادله و مجهول می گردد. جزییات این روش به طور 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 فر از آوری با گاز، ابتدا براساس توصیف ترمو دینامیکی چند جزئی کامل انجام می شود و سپس با نتایج حاصل از روش پارامترهای کاهش یافته فیروز آبادی و پن مقایسه می گردد.

محاسبات افت فشار جریان دو فازی در چاه تحت فراز آوری برای حل مدل فراز آوری با گاز، در هر گام زمانی نیاز به محاسبه افت فشار درون چاه می باشد. بدین منظور ابتدا طول چاه به تعداد زیادی بازههای کوچک تر تقسیم شده و افت فشار درون چاه با انتگرال گیری گام به گام محاسبه می شود. روند انتگرال گیری در یک گام به صورت نمادین در شکل ٤ آمده است. فرض کنید که انتگرال گیری تا مقطع L انجام شده و مرعت ظاهری، ترکیب و خواص فیزیکی فازها در این مقطع مشخص است. برای محاسبه فشار در مقطع L انجام از گرادیان فشار که شامل سه جزء است، انتگرال گیری می شود: (٤) میای ($\frac{dp}{dl}$) + محاکی ($\frac{dp}{dl}$) + امحاکی

برای محاسبه جملات گرادیان فشار (جزء اصطکاکی، هیدرواستاتیکی و شتابی) در رابطه ٤ لازم است که ابتدا الگوی جریان بر اساس سرعت ظاهری و خواص فیزیکی فازها در مقطع L تعیین گردد. الگوی جریان را می توان 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 این تحقیق، به منظور تشخیص الگوی جریان و محاسبه گرادیان فشار، را نقشه جریان و روابط تجربی عزیز و همکاران [٥] و همچنین نقشه جریان و روابط مکانیستیک پتالاس و عزیز [١٢] استفاده شده و سپس نتایج حاصل از دو دیدگاه باهم مقایسه می شوند.

در سادهترین برخورد میتوان از روش انتگرالگیری اویلر مستقیم' برای تعیین فشار در مقطع L+ΔL (شکل ٤-الف) استفاده نمود:

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

برای کنترل دقت محاسبات و مناسب بودن طول گام، انتگرالگیریبانصف طول گامیعنی ۲/ا Δ تکرار می شود.فشار در مقطع ۲/ Δ + Δ از رابطه ۲ بهدست می آید (شکل ٤-ب): $p_{L+\Delta L/2} = p_L + \left(\frac{\Delta p}{\Delta l}\right)_L \frac{\Delta L}{2} = p_{L+\Delta L/2}$ (٦) با داشتن این فشار، می توان 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 ۲/ Δ + Δ برای محاسبه فشار در از گرادیان فشار در مقطع ۲/

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

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

در غیر اینصورت لازم است که محاسبات با انتخاب طول گام ٤/ ΔL تکرار شود و نتیجه فشار محاسبه شده در مقطع ۲/ L+ΔL با انتخاب دو طول گام متفاوت ۲/ ΔL و ٤/ ΔL مقایسه گردد (شکل ٤-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 چندجزئی ۳ بار تکرار می شود. درنتیجه در محاسبه افت فشار در طول چاه (از انتهای چاه تا سرچاه)، تعداد بسیار زیادی محاسبات پایداری و فلش چندجزئی مورد نیاز خواهد بود که منجر به بالارفتن شدید زمان محاسبات می گردد. به منظور کاهش زمان و تعداد محاسبات فلش، می توان از روش های انتگرالگیری با درجه بالاتر که در آن امکان انتخاب فطول گام مناسب با تغییرات گرادیان فشار وجود دارد، استفاده نمود. در این تحقیق از روش انتگرالی رانگ کوتا^۲ درجه پنج با کنترل طول گام که اجازه برداشتن گامهای انتگرالی بند بر مواقع نیاز را می دهد، استفاده شده است [۲].

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

^{1.} Explicit Euler

^{2.} Runge-Kutta

شناسایی رژیمهای دو فازی...



۶١

تعیین افت فشار در یک چاه تحت فرازآوری ارائه شده است. بدین منظور نتایج حاصل از دو دیدگاه استفاده از نقشه جریان و روابط تجربی عزیز و همکاران [٥] با نقشه جریان و روابط مکانیستیک یتالاس و عزیز [۱۲] مقایسه می گردد. 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 فرازآوری با گاز انجام میگیرد. خواص بحرانی و ضریب بی مرکزی جزء ۲٫۰ از طریق تنظیم این مقادیر با استفاده از دادههای آزمایشگاهی موجود در جدول ۳ تعیین گردید. بدین منظور تابع خطایی بهصورت اختلاف بین مقادیر آزمایشگاهی پارامترهای جدول ۳ و مقادير محاسبه شده اين يارامترها، تعريف شد. نتايج كمينه كردن اين تابع هدف، مقادير خواص بحراني و ضريب بی مرکزی جزء ⁺₇ می باشد که در جدول ۲ ارائه شده است. رفتار ترموديناميكي اين سيال بر مبناي معادله حالت ینگ– رابینسون با استفاده از ضرایب تقابل دوتایی موجود در جدول ٤ تعیین می گردد. مشخصات چاه مورد مطالعه در جدول ٥ أورده شده است. این اطلاعات مشابه یکی از چاههای کشور است که در حال حاضر تحت فرازآوری با گاز می باشد. فشار در ته چاه با عمق ۱۹۸۰ متر، ۲۱۸ بار و درجه جرارت، ۳٦٠ کلوین می باشد. گاز تزریقی جهت فراز آوری، متان خالص است که با دبی ۸۵۰۰۰ m³ (st.)/day به ۸۰ متر بالاتر از انتهای چاه تزریق می شود.

روابط پتالاس و عزیز شکل 7 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 يک الگوي جريان خاص فرض مي شود. سپس توسط معیارهای مختلف که همان گذرهای جریان می باشند و از حل موازنه اندازه حركت بهدست مي آيند، يايداري اين الگو بررسی میشود. اگر الگوی جریان پایدار باشد، روند متوقف می شود. در صورت عدم پایداری، الگوی دیگری لحاظ شده و روند تکرار می شود [۱۲]. پتالاس و عزیز برای هر يک از الگوهاي جريان دو فازي ابتدا موازنه جرم و اندازه حرکت را نوشته و سپس با حل این معادلات و استفاده از روابط تجربي براي بعضي از پارامتر ها مانند فاكتور اصطكاك، روابطی برای محاسبه اجزای افت فشار (هیدرواستاتیکی و اصطکاکی) ارائه میدهند. آنها برای هر یک از گذرهای جریان به جریانهای دیگر، روابط ریاضی ارائه دادهاند. در این مدل، رژیم جریان کف آلود گذری بین جریان حبابي يراكنده و جريان حلقوي-مه آلود و بين جريان لختهاي و حلقوى-مەآلود است كه به منظور تعيين مقدار نگهداشت مایع و افت فشار در این الگوی جریان از درونیابی بین رژیمهای مرزی مناسب با روند تکرار استفاده می شود.

نتايج و بحث



در این بخش نتایج محاسبات تشخیص الگوی جریان و



شکل۷- فلوچارت تعیین الگوی جریان در مدل مکانیستیک پتالاس و عزیز [۱۲]

۶۳

| | , io | متيان ورودي | لرحيب وستحواص | جفاوق | |
|-----------|------------|----------------|----------------|--------------------------|------------------|
| Ω | $T_{c}(K)$ | $P_{c}(bar)$ | $M_w(gr/mole)$ | تركيب مولى | جزء |
| •/770• | ٣٠٤/٢١ | V Y /VV | ٤٤/٠١ | ١/٦٣ | CO ₂ |
| •/•٨١• | ٣٧٣/٦. | ٩٠/٠٨ | ٣٤/•٨ | •/1V | H ₂ S |
| •/• £ • • | 177/7. | ۳۳/۹٤ | ۲۸/۰۱ | •/٢٥ | N ₂ |
| •/•110 | 19./7. | ٤٦/٠٠ | ١٦/•٤ | ۱٤/٣٩ | C ₁ |
| •/•٩•٨ | ۳.0/٤. | ξλ/λξ | ٣./.٧ | ٧/١٣ | C ₂ |
| •/1202 | ۳٦٩/٨٠ | 27/27 | ٤٤/١٠ | $\Lambda/\bullet\Lambda$ | C ₃ |
| •/\\٦• | ٤٠٨/١٠ | ٣٦/٤٨ | 01/17 | 1/77 | i-C ₄ |
| •/197٨ | ٤٢٥/٢٠ | ۳۸/۰۰ | 01/17 | ٤/٦٧ | n-C ₄ |
| •/۲۲۳٥ | ٤٦٤/٧٤ | ٣٤/٧٧ | ٧١/٩٤ | 1/71 | i-C ₅ |
| •/777 | ٤٦٩/٦٠ | ٣٣/٧٤ | ٥ ٢/١٧ | 7/90 | n-C ₅ |
| •/7777 | 010/77 | W7/0V | ٨٤/٩٩ | 0/27 | C ₆ |
| •//071 | ٧٤٤/٤٧ | ۱V/۱V | ٢٤٣/٠ | 07/08 | C ₇ + |

جدول۲- ترکیب و خواص سیال ورودی به چاه

جدول۳- دادههای آزمایشگاهی مخزن مورد مطالعه

| 70/277 | فشار حباب (bar) |
|--------|---|
| ۲۷. | نسبت حجمی گاز محلول به نفت (Mscf/STB) |
| ٤٧٦ | دانسیته نفت در فشار حباب (lbm/ft ³) |
| ٠٩٩٧ | ويسكوزيته نفت در فشار حباب (cP) |
| ٣٤ | درجه API |
| 1,777 | فاكتور حجمي نفت |
| | |

| | | | | , eccess , | برای ملیار | بی فرقایی | صرايب ت | 00,000 | | | | |
|-----------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|-------------|------------------|
| CO ₂ | H ₂ S | N ₂ | C ₁ | C ₂ | C ₃ | i-C ₄ | n-C ₄ | i-C ₅ | n-C ₅ | C ₆ | C_{7}^{+} | جزء |
| • | •/110• | -•/•1٧1 | •/•٩٥٦ | •/١٤•١ | •/1377 | •/1573 | •/1217 | ·/179V | ·/14EV | •/127• | •/1•٨٩ | CO ₂ |
| •/110• | • | •/10/ | •/•٨٨٨ | •/•٨٦٢ | •/•970 | ٠/٠٥٦٠ | •/•٦٢٦ | •/•٦٥• | •/•٧•٩ | •/•0٧• | •/•٤0 | H ₂ S |
| -•/•1٧1 | •/10/ | • | •/•٣١٢ | •/•٣١٩ | ٠/٠٨٨٦ | •/1310 | •/•09V | •/•9٣• | •/•9٣٦ | ٠/١٦٥٠ | •/1••• | N ₂ |
| •/•907 | •/•٨٨٨ | •/•٣١٢ | • | •/••*• | •/••٧٥ | •/•13V | •/•179 | •/•184 | •/•1٨0 | •/• 45 • | •/•097 | C ₁ |
| •/12•1 | •/•٨٦٢ | •/•٣١٩ | •/••٣• | • | •/••19 | •/••01 | ٠/٠٠٤٦ | •/••٧٩ | ۰/۰۰۸۱ | •/•119 | •/• ٤ • • | C ₂ |
| •/1377 | •/•970 | ۰/۰۸۸٦ | •/••٧٥ | •/••19 | • | •/••10 | •/••1٣ | •/••٣١ | •/••٣٢ | •/••٥٦ | •/•7٧0 | C ₃ |
| •/1377 | ٠/٠٥٦٠ | •/1310 | •/•1 * V | •/••01 | •/••10 | ••• | •/•••0 | •/•••٨ | •/•••٨ | •/••• | •/•١٨١ | i-C ₄ |
| •/1217 | •/•٦٣٦ | •/•09٧ | •/•179 | •/••٤٦ | •/••1٣ | •/•••0 | • | •/•••٩ | •/••• | •/•• ٣ | •/•191 | n-C ₄ |
| •/1797 | •/•٦٥• | •/•9**• | •/•144 | •/••٧٩ | •/••٣١ | •/••• | •/•••٩ | • | •/•••£ | •/•••٨ | ۰/۰۱۳٦ | i-C ₅ |
| •/1327 | •/•٧•٩ | •/•9٣٦ | •/•1٨0 | •/••٨١ | •/••** | •/••• | •/••1• | •/•••£ | • | •/•••٨ | •/•188 | n-C ₅ |
| •/127• | •/•0٧• | ٠/١٦٥٠ | •/• 72 • | •/•119 | •/••07 | •/••• | •/••7٣ | •/•••٨ | •/•••٨ | • | •/••97 | C ₆ |
| ./ | ./.50 | ./ | ./.09V | ./ | ./. 700 | ./.). | ./.191 | ./.187 | ./.188 | ./ | | C ₇ + |

جدول٤– ضرایب تقابل دوتایی برای سیال ورودی به چاه

| جدول ۵ – مشخصات چاه مورد مطالعه | | | | | |
|--|--------------------|--|--|--|--|
| ۱۹۸۰ | عمق چاہ (m) | | | | |
| 19 | عمق تزريق (m) | | | | |
| •/•٧٦ | قطر چاہ (m) | | | | |
| •/•٣ | زبری مطلق (cm) | | | | |
| ٣. | 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 نیر متفاوت خواهد بود. مطابق شکل ۹ در گذر از الگوی جریان لختهای به حلقوی در روش تجربی، گسستگی شدیدی مشاهده می گردد. علت این گسستگی آن است که در روش های تجربی، روابط مناسبی برای گذر بین الگوهای جریان وجود ندارد. در مقابل، در نتایج روابط مکانیستیک بهدلیل ارائه روابط می توان با بررسی منحنی گرادیان فشار در طول مناسب برای گذر از الگوهای جریان به یکدیگر، گسستگی

خطای ناشی از کاربرد نقشه جریان و روابط تجربی برای محاسبه گرادیان فشار در چاه تحت فرازآوری در شکل ۸ نمایش داده شده است. در صورت استفاده از نقشه جریان و روابط تجربی عزیز و همکاران [٥]، فشار سرچاه ٦٢ بار بهدست میآید. درحالیکه اگر از نقشه جریان و روابط مكانيستيك يتالاس و عزيز [١٢] استفاده شود، فشار سرچاه ۳۹ بار محاسبه می شود. نتایج مقایسه بین این دو عدد نشان میدهد که روش تجربی حدود ۵۹ درصد در محاسبه فشار سرچاه اختلاف دارد.

چاه که در شکل ۹ رسم شده، به علت این اختلاف پی در محاسبه گرادیان فشار مشاهده نمی گردد.



شکل۸– مقایسه تغییرات فشار در طول چاهی به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰٬۰۷۱ متر از روشهای تجربی و مکانیستیک



شکل۹- مقایسه تغییرات الگوی جریان و گرادیان فشار در چاهی به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۷۰٬۰۷۱ متر از روشهای تجربی و مکانیستیک

لازم به ذکر است که گسستگی که در انتهای هر دو منحنی تجربی و مکانیستیک در عمق ۱۹۰۰ متری مشاهده می شود، مربوط به تغییرات گرادیان فشار ناشی از تغییر ترکیب کلی سیال در اثر تزریق گاز در این عمق است. از آنجا که هنگام انتگرال گیری 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 می شود، این گسستگی مشکلی در انتگرال گیری ایجاد نمی کند.

محاسبه افت فشار در طول چاه تحت فرازآوری، زمان برترین قسمت حل مدل فرایند فرازآوری پیوسته با گاز در یک بازه زمانی طولانی (٥ تا ١٥ سال) میباشد. زیرا لازم است که محاسبات پایداری و فلش چندجزئی در هر گام انتگرالگیری گرادیان فشار در چاه، به دفعات انجام شود. بهمنظور کاهش زمان محاسبات پایداری و فلش چندجزئی، میتوان از روش پارامترهای کاهش یافته

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 می دهد.

در این مقایسه که محاسبات گرادیان فشار طبق روابط مکانیستیک پتالاس و عزیز [۱۲] صورت می گیرد، 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 شده برای مقادیر ویژه ماتریس متناظر ضرایب تقابل مقدار (مطلق) ویژه اجزای دی-G، n-C₅. C₆. n-C₅ و $_2$ ، نسبت به مقادیر ویژه سایر اجزاء کمتر بوده و درنتیجه قابل صرفنظر می باشند.



شکل ۱۰- مقایسه تغییرات الگوی جریان و گرادیان فشار در چاهی به طول ۱۹۸۰ متر و قطر ۰/۰۷٦ متر با استفاده از توصیف چندجزئی کامل و پارامترهای کاهش یافته

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 ٤ آمده است. همانگونه که در شکل ۱۰ مشاهده مي گردد، شناسايي الگوهاي جريان با انتخاب تنها یک پارامتر کاهش یافته، با توزیع الگوهای جریان در دو حالت ٦ و ١٢ پارامتر، متفاوت است. علت این است که به دلیل حضور ترکیبات غیرهیدروکربنی مانند دیاکسید کربن، سولفیدهیدروژن و نیتروژن نمیتوان از ضرایب تقابل دوتایی این اجزا صرفنظر نمود. انتخاب ٦ پارامتر کاهش یافته برای این مسأله، علاوه بر دستیابی به دقت کافی، سبب نصف شدن زمان محاسبات افت فشار در طول چاه می گردد. این کاهش زمان، هنگامی که مدل فرازآوری با گاز برای بازه چند ساله حل می شود و در آن محاسبات افت فشار هزاران بار تكرار مي گردد، اهميت فوق العادهاي يبدا مي کند.

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

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 درنظر گرفته شود. بنابراین استفاده از روابط تجربی برای تعیین گرادیان فشار انواع الگوهای جریان در چنین چاههایی توصیه نمی گردد. در مقابل، نقشه جریان و روابط مکانیستیک این امکان را فراهم میکند که فرازآوری 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 ۰/۰۷٦ متر که خواص سیال ورودی به آن در جداول ۱ و ۲ آمده را با استفاده از مدل یتالاس و عزیز [۱۲] نشان می دهد. مطابق شکل ۱۱، افزایش زاویه نسبت به خط عمود در یک چاه با طول ثابت، سبب کاهش افت فشار و درنتیجه افزایش فشار سرچاهی می گردد.

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

با دبی day (st.) را ۲۶۰۰۰۰ به ۸۰ متر بالاتر از انتهای چاه تزریق می شود و ترکیب سیال ورودی به چاه مطابق جدول ۲ می باشد. شکل ۱۲ تغییرات الگوی جریان و گرادیان فشار در دو چاه عمود و مایل (با شیب ۲۰ درجه نسبت به خط عمود) را نشان می دهد. باید توجه داشت که جریان حبابی در این مورد مطالعاتی در چاه مایل رخ نمی دهد. استفاده از نقشه جریان و روابط مکانیستیک امکان مطالعه فرازآوری با گاز در چاه های چند شاخه را فراهم کند. لایهای^۱ در لوله رخ دهد که این الگو در جریان عمودی وجود ندارد. با داشتن سرعت ظاهری و خواص فیزیکی فازها در لولههای مایل، می توان با استفاده از نقشه جریان و روابط مکانیستیک، الگوی جریان و گرادیان فشار را تعیین می نمود. 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 ۲۰۷٦، متر، درنظر گرفته شد. در هر دو چاه، گاز

۶۸



نتيجه گيري نهايي

نتایج این تحقیق نشان داد که استفاده از نقشه جریان و روابط تجربی برای محاسبات افت فشار در چاه تحت 🦳 فشار در طول چاه را نیز به میزان قابل ملاحظهای کاهش فرازآوری با گاز به دلیل کمبود روابط مناسب در گذر الگوهای جریان به یکدیگر، سبب بروز گسستگی در این مرزها می شود. این امر علاوه بر طولانی کردن زمان انتگرالگیری گرادیان فشار در چاه، سبب بروز خطا در محاسبه فشار سرچاه و ميزان نفت توليدي از چاه مي گردد. نتایج این بررسی نشان داد که استفاده از نقشه جریان و روابط مكانيستيك، علاوه بر ارائه محاسبات دقيقتر، 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 يايه انجام محاسبات يايداري و فلش چندجزئي است، می تواند رفتار فازی سیال را به خوبی پیش بینی نماید. جهت کاهش زمان محاسبات پایداری و فلش، از روش پارامترهای کاهش یافته استفاده شد. نتایج نشان داد که

با انتخاب تعداد يارامترهاي كاهش يافته مناسب، مي توان علاوه بر دستيابي به دقت كافي، زمان محاسبات افت داد.

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.

بر فوت

۷۰ پر **ومشر نفت** • شماره ۶۸

[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.