

مدل سازی و شبیه سازی تزریق گاز به منظور کاهش لختگی شدید در جریان سه فازی در سیستم لوله - بالابرنده

علیرضا بهمنی، علی صنعتی و محمدرضا ملایری*

گروه مهندسی نفت، دانشکده مهندسی شیمی، نفت و گاز، دانشگاه شیراز، ایران

تاریخ دریافت: ۱۳۹۹/۰۱/۰۲ تاریخ پذیرش: ۱۳۹۹/۰۶/۰۴

چکیده

از آنجا که لختگی شدید در بالابرنده‌ها مانع تولید پایا و باعث از کار افتادن تجهیزات تولید می‌شود، یافتن روشی مناسب برای پیشگیری از این پدیده از اهمیت به‌سزایی برخوردار است. هدف از این پژوهش ارائه یک مدل ریاضی برای تحقیق در مورد رفتار جریان آب، نفت و گاز در سیستم لوله- بالابرنده است. برای این منظور، جریان سیالات در شبیه‌سازی خط لوله توسط یک مدل توده‌ای در دو حالت مدل‌سازی شده است. در حالت اول، گاز توانایی نفوذ در بالابرنده را دارد و جریان گاز به‌صورت پیوسته است و در حالت دوم، تجمع مایع صورت گرفته در پایه بالابرنده، مانع نفوذ گاز می‌شود و لذا جریان گاز به‌صورت ناپیوسته است. در مدل‌سازی بالابرنده از گره‌های متحرک برای سنجش شرایط محلی استفاده شده است. همچنین، انتقال جرم بین فازهای نفت و گاز توسط تقریب نفت سیاه تخمین زده شده است. پس از مدل‌سازی لختگی شدید، به‌منظور کاهش این پدیده و برای پایدارسازی جریان و جلوگیری از مشکلات احتمالی، تزریق گاز به پایه بالابرنده، شبیه‌سازی و سپس معیاری برای محاسبه میزان تزریق گاز جهت دستیابی به پایداری نسبی ارائه شده است. در نهایت، معادلات با استفاده از یک روش ضمنی و با استفاده از سعی و خطا برای رفتار غیرخطی، گسسته‌سازی و انتگرال‌گیری شده‌اند. نتایج به‌دست آمده برای مدل‌سازی لختگی شدید و اثر تزریق گاز بر این مدل‌سازی، با نرم‌افزار شبیه‌سازی الگا (OLGA) مقایسه شدند که تشابه خوبی حاصل شد.

کلمات کلیدی: بالابرنده، پایداری، تزریق گاز، لختگی شدید، نرم‌افزار شبیه‌سازی الگا

مقدمه

به‌دلیل افزایش تقاضا در بهره‌برداری از این منابع مورد توجه بیشتری قرار گرفته‌اند. لذا ملاحظات اقتصادی و ایمنی این سیستم‌ها بسیار حائز اهمیت است [۱]. لختگی شدید یک پدیده تناوبی ناپایدار است که ممکن است در سیستم‌های خط لوله - بالابرنده چند فازی اتفاق بیفتد.

سیستم‌های خط لوله - بالابرنده که به‌منظور انتقال نفت خام از منابع نفتی فلات قاره به تأسیسات پایین‌دستی مورد استفاده قرار می‌گیرند، امروزه

*مسئول مکاتبات
آدرس الکترونیکی
malayeri@shirazu.ac.ir
شناسه دیجیتال: (DOI: 10.22078/pr.2020.4117.2865)

مشکل مواجه خواهد شد [۳]. همچنین ورود لخته با فشار بسیار زیاد به تجهیزات سرچاهی باعث عمل کردن شیر اطمینان می‌شود که به دنبال آن بخش زیادی از گاز به فلر منقل و سوزانده می‌شود. برای کاهش شدت لختگی، روش‌های گوناگونی مانند نصب شیر اختناق در بالای بالابرنده، استفاده از پمپ‌های چندفازی زیر دریا، استفاده از لخته‌گیرها در بالای بالابرنده و در لوله‌های افقی، استفاده از لوله‌های مارپیچ یا موج دار برای انتقال سیال در بستر دریا و رساندن آن به پایه بالابرنده، استفاده از ونتوری در طول مسیر خط لوله، استفاده از شیر اختناق در مسیر خط لوله، همگن‌سازی جریان با استفاده از مواد شیمیایی فعال سطحی و نهایتاً، تزریق گاز به پایه بالابرنده وجود دارد که در بین این روش‌ها تزریق گاز به‌عنوان یکی از کارآمدترین روش‌هایی است که می‌تواند لختگی شدید را از بین ببرد. مزیت اولیه‌ی تزریق گاز، کاهش فشار هیدرواستاتیکی در بالابرنده است. گاز تزریقی همچنین می‌تواند مایع را حمل کند و حرکت آن به سمت بالا را حفظ کند و در صورت تزریق گاز کافی، مایع می‌تواند به‌طور مداوم به سمت بالا حرکت کند و جریانی یکنواخت را به‌وجود آورد. در این روش، گاز به پایه بالابرنده تزریق می‌شود تا با کم کردن فشار هیدرواستاتیک در بالابرنده، لختگی شدید کاهش پیدا کند. این روش با دو هدف انجام می‌شود: هدف اول سبک‌سازی سیال موجود در بالابرنده است تا امکان تولید سیالات بدون نیاز به پمپ در مخازن توسعه یافته و با عمر زیاد فراهم شود. هدف دوم ایجاد ممانعت از تشکیل لخته شدید در طول بالابرنده است. تزریق گاز در واقع سرعت حرکت سیالات در بالابرنده را افزایش می‌دهد و به این ترتیب ماندگی مایع در بالابرنده کاهش می‌یابد. بنابراین، جریان آرام‌تر می‌شود و امکان ایجاد لخته کمتر می‌شود. در پژوهش‌های گذشته، مدل‌هایی برای مطالعه لختگی شدید در سیستم لوله-بالابرنده ارائه شده‌اند [۴-۷] که همگی برای

در دبی‌های نسبتاً پایین، مایع در پایه بالابرنده تجمع می‌کند و سبب انسداد فاز گاز در خط لوله می‌شود و این پدیده تا زمانی که فشار لازم برای راندن لخته‌ی مایع به بیرون از بالابرنده ایجاد شود، ادامه خواهد یافت. پس از اینکه مایع و گاز از بالابرنده خارج شدند، مایع باقی‌مانده در بالابرنده شروع به برگشت به پایه بالابرنده می‌کند و دوباره یک انسداد جدید ایجاد شده و این چرخه تکرار می‌شود. رخداد این پدیده باعث می‌شود در مقاطعی از زمان، تولید نفت و گاز وجود نداشته باشد و در مقاطعی تولید شدید نفت و گاز در نتیجه تخلیه لخته نفت وجود داشته باشد که این مسأله باعث تولید ناپایدار نفت و گاز می‌شود. تولید ناپایدار برای تجهیزات سرچاهی مانند پمپ‌ها، تفکیک‌کننده‌ها و کمپرسورها که برای جابه‌جایی سیالات به‌صورت پایا طراحی شده‌اند بسیار خطرناک است به‌طوری که در مواردی باعث خرابی این تجهیزات می‌شود. در بدترین حالت فشار برگشتی ایجاد شده می‌تواند منجر به عدم تولید سیالات و متروکه شدن چاه شود. همچنین، پرتاب شدن مایعات با سرعتی برابر با سرعت گاز می‌تواند به تجهیزاتی مانند اوریفیس و خم‌ها و شیرها آسیب شدیدی وارد کند. با در نظر گرفتن این نکته که تمام این موارد و عوامل خطر به‌صورت دوره‌ای در سیستم اعمال می‌شود، خستگی مکانیکی ناشی از آن خرابی سریع کل سیستم را به‌دنبال خواهد داشت. مطالعات زیادی نشان داده‌اند که خوردگی در لوله‌ها با ورود لخته افزایش می‌یابد [۲]. تغییرات شدید نرخ جریان اصطکاک شدیدی را در سطح لوله‌ها ایجاد می‌کند که این افت فشار شدید اصطکاک می‌تواند استرس مکانیکی شدیدی به دیواره لوله وارد کند که همین مسأله باعث تشدید پدیده خوردگی می‌شود. با رخداد پدیده لختگی شدید، نرخ تولید روزانه نیز به‌دلیل تقابل دو فاز و در هم آمیختگی آنها کاهش می‌یابد. به‌علاوه، ظرفیت جداسازی دو فاز کاهش می‌یابد و در نهایت، فروش محصولات با

با نتایج نرم‌افزار شبیه‌سازی الگا (OLGA) دارد. در این پژوهش از مدل نموتو و بالینو [۱۲] برای تزریق گاز به بالا برنده استفاده شده است. نوآوری موجود در این مطالعه، بررسی اثر تزریق گاز به سیستم نفت و گاز با در نظر گرفتن شرایط مدل‌سازی جریان نفت و گاز است در صورتی که در پژوهش‌های گذشته، گاز مورد استفاده هوا بوده و در مقیاس آزمایشگاهی به سیستم آب و هوا تزریق شده است. برای دستیابی به این هدف، ابتدا مدل‌سازی پدیده لختگی شدید، اثر تزریق گاز بر این پدیده و روند شبیه‌سازی نرم‌افزاری مدل مورد بحث قرار گرفته است. در ادامه، نتایج به دست آمده از مدل با خروجی نرم‌افزار الگا (OLGA) مقایسه شده‌اند و در نهایت، نتایج مورد تجزیه و تحلیل قرار گرفته‌اند.

مدل‌سازی

در این مطالعه از مدل‌سازی ریاضی و شبیه‌سازی عددی برای تحقیق در خصوص دینامیک جریان آب، نفت و گاز در سیستم خط لوله- بالا برنده استفاده شده است. برای انجام این کار، معادلات پیوستگی هر سه فاز مورد بررسی قرار گرفته‌اند. سرعت فازهای آب و نفت یکسان در نظر گرفته شده، انتقال جرم بین فازهای نفت و گاز با استفاده از تقریب نفت سیاه محاسبه شده و خواص سیالات توسط روابط تحلیلی براساس داده‌های آزمایشگاهی و میدانی به دست آمده‌اند. همچنین، مانند مدل‌های موجود برای سیستم‌های آب و هوا، جریان نیز هم‌دما فرض شده است. علاوه بر این، به منظور ممانعت از تشکیل هیدرات، وکس و آسفالتین، افت دما در امتداد سیستم لوله- بالا برنده توسط عایق مناسب کنترل شده و دما همواره بالاتر از مقدار بحرانی نگه داشته می‌شود. همچنین، دبی و فشار گاز تزریق شده، می‌بایست کنترل شده باشد چون در صورتی که آسفالتین موجود در نفت ناپایدار باشد سبب ترسیب آن می‌گردد. در نهایت، با توجه به تأثیر دما بر انحلال‌پذیری گاز و ضریب حجمی

سیستم آب و هوا طراحی شده‌اند و شرایط مدل‌سازی نفت و گاز در آن‌ها اعمال نشده است. ملک زاده و همکاران [۸] به بررسی آزمایشگاهی، ثوری و مدل‌سازی پدیده لختگی شدید در سیستم خط لوله- بالا برنده با طول نسبتاً زیاد پرداختند. برای مدل‌سازی در این مطالعه از یک مدل یک بعدی دوفازی موجود استفاده شده و بهبود داده شده است. نتایج آزمایشگاهی سپس با خروجی مدل و شبیه‌سازی توسط نرم‌افزار الگا مقایسه شده‌اند و نشان داده شده است که لختگی موقت ایجاد شده در قسمت بالادستی پایه بالا برنده باعث مسدود شدن آن شده است. همچنین، معیاری برای دستیابی به جریان آرام ارائه شده است. در یکی از جدیدترین پژوهش‌های صورت گرفته، ژو و همکاران [۹] به بررسی جریان دو فازی آب و هوا در یک سیستم خط لوله- بالا برنده بلند با استفاده از مطالعات آزمایشگاهی و پیش‌بینی توسط شبکه عصبی پرداختند. نتیجه مطالعات ژو و همکاران نشان می‌دهد که بیشترین احتمال ایجاد لختگی شدید در پایه بالا برنده است. برخی محققان نیز به دنبال یافتن روش‌هایی برای ممانعت فیزیکی از لختگی شدید بوده‌اند. برای مثال، یائو و همکاران [۱۰] در یک مطالعه آزمایشگاهی نشان دادند که استفاده از لوله مارپیچ با هندسه خاصی که تشریح نمودند می‌تواند در ممانعت از لختگی شدید بسیار مؤثر باشد. تحقیقاتی نیز در زمینه پیش‌بینی زمانی پدیده لختگی شدید در جریان است که از آن جمله می‌توان به پژوهش صورت گرفته توسط جونگ و همکاران [۱۱] اشاره کرد که برای پیش‌بینی زودهنگام لختگی شدید در جریان دو فازی آب و هوا در سیستم خط لوله بالا برنده از شتاب‌سنج استفاده نمودند و تأثیر مکان نصب شتاب‌سنج و تعداد آنها را در بازدهی پیش‌بینی بررسی نمودند.

نموتو و بالینو [۱۲]، با در نظر گرفتن شرایط مدل‌سازی جریان در بالا برنده‌های نفت و گاز، مدلی را ارائه داده‌اند که همخوانی بسیار مناسبی

می‌شود. فرض می‌شود که زاویه انحراف در پایه بالابرنده صفر است. ارتفاع محلی Z موقعیت محلی s در امتداد بالابرنده، زاویه انحراف θ و فاصله افقی x نیز براساس روابط زیر قابل محاسبه هستند:

$$z = a(\cosh(\frac{X}{a}) - 1) \quad (1)$$

پارامتر a (ثابت ابعادی) با جای‌گذاری ارتفاع و مسیر افقی بالابرنده از رابطه ۱ به‌دست می‌آید. موقعیت محلی s در امتداد بالابرنده را می‌توان از رابطه زیر به‌دست آورد:

$$s = a \sinh(\frac{X}{a}) \quad (2)$$

زاویه انحراف θ از رابطه زیر به‌دست آورده می‌شود:

$$\theta = \tan^{-1}(\sinh(\frac{X}{a})) \quad (3)$$

با داشتن موقعیت s ، فاصله افقی x نیز به‌صورت زیر محاسبه می‌شود:

$$X = a \sinh(\frac{s}{a}) \quad (4)$$

معادلات بقا

با در نظر گرفتن معادلات پیوستگی برای فازهای آب، نفت و گاز داریم:

$$\frac{\partial(\rho_g \alpha_g)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_g J_g)}{\partial s} = \Gamma \quad (5)$$

$$\frac{\partial(\rho_o \alpha_o)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_o J_o)}{\partial s} = -\Gamma \quad (6)$$

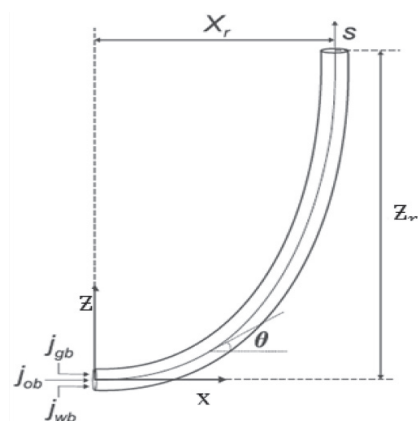
$$\frac{\partial(\rho_w \alpha_w)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho_w J_w)}{\partial s} = 0 \quad (7)$$

در معادلات بالا s ، مختصات در امتداد جهت جریان است، Γ بخش منبع جرم و t ، زمان است. ρ_w و ρ_g ، ρ_o چگالی فازها، J_g ، J_o و J_w ، سرعت ظاهری فازها و α_w و α_o نیز ماندگی فازها هستند. در اغلب ناپایداری‌ها مانند لختگی شدید که در انتقال نفت و گاز اتفاق می‌افتد عکس‌العمل سیستم نسبتاً کند است که نشان‌دهنده این واقعیت است که امواج فشاری تأثیر زیادی روی تشکیل و انتقال امواج خالی ندارند. در مدل بدون امواج فشاری، با صرف نظر از بخش اینرسی در معادله مومنتوم از امواج صوتی جلوگیری می‌شود [۱۳] و رابطه جبری زیر تحت عنوان معادله مومنتوم برای گرادیان فشار به‌دست می‌آید:

تشکیل نفت، از دمای میانگین برای محاسبات استفاده شده است. سیستم تولید نفت در زیر دریا از دو قسمت بالابرنده و خط لوله تشکیل می‌شود. در ادامه، مدل ساخته شده برای این دو قسمت مورد بررسی قرار می‌گیرد.

مدل بالابرنده

در مدل‌سازی بالابرنده، جریان هم‌دمای سه‌فازی و یک‌بعدی در نظر گرفته شده است. همچنین، از معادلات پیوستگی برای فازهای آب، نفت و گاز و از معادله مومنتوم ساده بدون بخش‌های اینرسی برای فازهایی که با هم جریان دارند، استفاده شده است. آب و نفت، فازهای با سرعت یکسان و همگن در نظر گرفته شده‌اند و لغزش بین فازهای مایع و گاز توسط مدل رانشی محاسبه شده است. انتقال جرم بین فازهای نفت و گاز با استفاده از تقریب نفت سیاه محاسبه شده و فازهای نفت و گاز تراکم‌پذیر فرض شده‌اند. همچنین، فاز گاز به‌صورت گاز واقعی در نظر گرفته شده و از حلالیت گاز در آب و همچنین، تبخیر آب صرف‌نظر شده است. هندسه بالابرنده توسط تابعی که مختصات نقاط در امتداد بالابرنده را بیان می‌کند، مشخص می‌شود (شکل ۱).



شکل ۱ هندسه بالابرنده [۱۲]

از این رو امکان تعیین موقعیت محلی در امتداد بالابرنده و زاویه انحراف محلی وجود دارد. برای یک بالابرنده منحنی شکل، هندسه توسط محورهای x و Z متناظر با مختصات افق و ارتفاع بالابرنده مشخص

شرایط محلی براساس پارامترهای شرایط استاندارد (۱) اتمسفر و °F ۶۰ براساس API^(۱) و یک دستگاه معادلات وابسته به دما و فشار و ترکیب محلی تخمین زده می‌شوند. همچنین، فرض شده است که انتقال جرم به دلیل تغییر حلالیت گاز اتفاق می‌افتد.

روش مشخصه‌ها برای حل معادلات بالابرنده

برای اینکه مدل ساخته شده بتواند پدیده فیزیکی را به درستی توصیف کند باید حالت مناسبی داشته باشد بدین معنی که راه حل آن موجود و منحصر به فرد باشد و به شرایط اولیه و مرزی بستگی داشته باشد. این ویژگی مخصوصاً در جریان‌های چندفازی که معادلات مشتقات جزئی در آنها از نوع هذلولوی است دارای اهمیت است. در این مورد، زمانی مدل دارای حالت مناسب است که مقادیر مشخصه (مقادیر ویژه یا سرعت‌های موج مشخصه) حقیقی باشند. مقادیر مشخصه سیستم ارائه شده معادلات حاکم به صورت زیر هستند [۱۶]:

$$e_1 = \frac{\partial j_g}{\partial \alpha_g}; e_2 = \frac{j_o}{\alpha_o}; e_3 = e_4 = \infty \quad (14)$$

با توجه به مدل، شار رانشی e_1 به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\frac{\partial j_g}{\partial \alpha_g} = \frac{j_g}{\alpha_g} = u_g \quad (15)$$

دو مقدار ویژه که مربوط به سرعت امواج فشاری هستند دارای مقدار بی نهایت هستند. امواج فشاری در جهت‌های مثبت و منفی با سرعت بی نهایت گسترده می‌شوند، یعنی تغییرات فشاری در سراسر سیستم به طور هم‌زمان احساس می‌شود. برای حل سیستم معادلات در این مطالعه از روش مشخصه‌ها استفاده شده است که یک راهکار عددی طبیعی برای سیستم‌های هذلولوی است. با انتخاب یک مختصات مناسب سیستم اصلی معادلات مشتقات جزئی هذلولوی با یک سیستم معادلات دیفرانسیل معمولی در مختصات مشخصه جایگزین می‌شود.

$$\frac{\partial P}{\partial s} = \rho_m g_s - \frac{4\tau_w}{D} \quad (8)$$

$$\rho_m = \rho_g \alpha_g + \rho_o \alpha_o + \rho_w \alpha_w \quad (9)$$

در روابط بالا P فشار، ρ_m دانسیته مخلوط، D قطر لوله و g_s جاذبه در جهت S و τ_w تنش سطحی در دیواره لوله است و رابطه بین اجزای حجمی به صورت زیر است:

$$\alpha_g + \alpha_o + \alpha_w = 1 \quad (10)$$

معادلات کمکی

در این مطالعه به منظور حل ریاضی مسأله، تعدادی ساده‌سازی انجام گرفته است. دو فاز مایع موجود در مدل‌سازی همگن در نظر گرفته شده‌اند و سرعت این دو فاز یکسان در نظر گرفته شده است. تنش سطحی در دیواره نیز با یک مدل همگن و با استفاده از ضریب اصطکاک فاینینگ تخمین زده شده است. همچنین اگر فشار سیستم بالا باشد، رابطه بنیادی برای فاز گاز به صورت زیر استفاده می‌شود:

$$\rho g = \frac{\gamma_g M_a}{RTZ} \quad (11)$$

در این رابطه Z ، $M_a = 28.966$ ، $\gamma_g = M_g/M_a$ تراکم‌پذیری گاز است و R ثابت جهانی گازهاست. سرعت ظاهری برای فازهای مایع و گاز با استفاده از فرمول شار رانشی تعیین می‌شود [۱۴]:

$$j_g = u_g \alpha = \alpha(C_d j + U_d) \quad (12)$$

$$j_l = j - j_g = u_l(1 - \alpha) = (1 - \alpha C_d)j + \alpha U_d \quad (13)$$

پارامترهای C_d و U_d به هندسه محلی و شرایط جریان بستگی دارند. بخش تبخیر می‌تواند با استفاده از تقریب نفت سیاه محاسبه شود [۱۵]. مطابق این مدل، چگالی ویژه گاز با تغییر دما و فشار تغییر نمی‌کند. این فرض به این معنی است که غلظت‌های هیدروکربن‌های متفاوت (جرم مولکولی متفاوت) در فازهای گاز و مایع ثابت هستند. بنابراین، آنها می‌توانند به جای محلول چندجزئی به صورت یک سیال چندجزئی در نظر گرفته شوند. این مدل برای سیالات با $GOR < 2000$ scf/STB و $API < 45$ معتبر است. در این روش بسیاری از خواص فازها در

$$f_1 = -\frac{\alpha}{\rho_g} \frac{\partial \rho_g}{\partial P} \quad (27)$$

$$f_2 = \frac{\rho_{go} \alpha_o}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \left(\frac{1}{\rho_o} - \frac{1}{\rho_g} \right) - \frac{\alpha_o}{\rho_o} \frac{\partial \rho_o}{\partial P} - \frac{\alpha_w}{\rho_w} \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \quad (28)$$

اضافه کردن گاز تزریقی به گاز موجود در بالا برنده

در پژوهش‌های گذشته گاز تزریقی مورد بررسی هوا بوده و در مقیاس آزمایشگاهی به سیستم آب و هوا تزریق شده است. در این پژوهش، اثر تزریق گاز حقیقی روی سیستم نفت و گاز به‌منظور کاهش شدت لختگی و پایداری نسبی در تولید بررسی می‌شود. برای این منظور، فرآیند تزریق گاز به مدل جریان نفت و گاز اضافه شده است. گاز تزریقی به پایه بالا برنده وارد می‌شود که توسط رابطه زیر به مدل اضافه شده است:

$$j_g^+ = j_g^- + \frac{ZTP_o}{T_o PA} Q_{goi} \quad (29)$$

در این رابطه j_g^- و j_g^+ به ترتیب سرعت ظاهری گاز در بالا برنده قبل و بعد از تزریق است. بخش دوم معادله در سمت راست، سرعت گاز تزریقی است که با نوشتن معادله پیوستگی برای شرایط استاندارد و محلی به دست می‌آید. Z ، ضریب تراکم‌پذیری در شرایط محلی و Q_{goi} دبی حجمی استاندارد گاز تزریقی است. با تغییر سرعت ظاهری گاز در بالا برنده به وسیله تزریق گاز که توسط رابطه بالا به دست می‌آید، باقی پارامترها از قبیل ماندگی گاز در بالا برنده دست‌خوش تغییر می‌شوند. تزریق گاز کافی به پایه بالا برنده سبب کاهش لختگی شدید و پایداری نسبی جریان می‌شود که در ادامه نتایج به‌طور مفصل بیان شده‌اند.

مدل خط لوله

برای مدل‌سازی خط لوله، جریان به‌صورت سه فازی، یک بعدی و هم‌دما در نظر گرفته می‌شود. معادلات مورد استفاده شامل معادلات پیوستگی برای فازهای آب، نفت و گاز و یک معادله موازنه مومنتوم هستند که برای یک جزء حجمی گاز در لوله در شرایط ایستا نوشته می‌شوند. فازهای آب و نفت به‌صورت همگن، سرعت آنها یکسان و الگوی

مختصات مشخصه، مختصات طبیعی سیستم در این حالت هستند و در این مختصات، مشتقات ساده‌تر می‌شوند. سیستم معادلات به‌دست آمده در مختصات مشخصه به‌صورت زیر است:

$$b_{11} \frac{D_g \alpha}{Dt} + b_{13} \frac{D_g P}{Dt} + d_1 = 0 \quad (16)$$

$$b_{21} \frac{D_1 \alpha}{Dt} + b_{22} \frac{D_1 \alpha_o}{Dt} + b_{23} \frac{D_1 P}{Dt} = 0 \quad (17)$$

ضرایب دو رابطه بالا پس از انجام محاسبات به‌صورت زیر به دست می‌آیند:

$$b_{11} = 1 \quad (18)$$

$$b_{13} = \left(\frac{1 - \frac{\partial j_g}{\partial j}}{\rho_g} \right) \left(\alpha_g \frac{\partial \rho_g}{\partial P} + \frac{\rho_{go} \alpha_o}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \right) - \left(\frac{\alpha_o}{\rho_o} \frac{\partial \rho_o}{\partial P} \frac{\partial j_g}{\partial j} \right) + \quad (19)$$

$$\left(\frac{\rho_{go} \alpha_o}{\rho_o B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \frac{\partial j_g}{\partial j} \right) - \left(\frac{\alpha_w}{\rho_w} \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \frac{\partial j_g}{\partial j} \right)$$

$$b_{21} = \alpha_o \quad (20)$$

$$b_{22} = \alpha_o + \alpha_w \quad (21)$$

$$b_{23} = \alpha_o \alpha_w \left(\frac{1}{\rho_o} \frac{\partial \rho_o}{\partial P} - \frac{\rho_{go}}{\rho_o B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} - \frac{1}{\rho_w} \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \right) \quad (22)$$

$$(23)$$

$$d_1 = \alpha \left(\frac{\partial C_d}{\partial S} j - \frac{\partial U_d}{\partial S} \right) + (u_l - u_g) (-\rho_m g_s + \frac{4\tau_w}{D}) \times$$

$$\left\{ \frac{\rho_{go} \alpha_o}{\rho_o B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \left(\left(\frac{\rho_o}{\rho_g} (1 - \frac{\partial j_g}{\partial j}) + \frac{\partial j_g}{\partial j} \right) + \frac{\alpha_o}{\rho_o} \frac{\partial \rho_o}{\partial P} \frac{\partial j_g}{\partial j} + \frac{\alpha_w}{\rho_w} \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \frac{\partial j_g}{\partial j} \right) \right\}$$

مشتق‌های جهتی نیز به‌صورت زیر تعیین می‌شوند:

$$\frac{D_g}{Dt} = \frac{\partial}{\partial t} + u_g \frac{\partial}{\partial S} \quad (24)$$

$$\frac{D_1}{Dt} = \frac{\partial}{\partial t} + u_1 \frac{\partial}{\partial S} \quad (25)$$

با نوشتن موازنه جرم کل برای سه فاز، معادله زیر برای به دست آوردن سرعت ظاهری کل به دست می‌آید که به همراه معادله مومنتوم چهار متغیر مستقل جریان (اجزای حجمی گاز و نفت، سرعت ظاهری کل و فشار) در بالا برنده به دست می‌آیند که در بخش گسسته‌سازی بیشتر توضیح داده می‌شوند.

$$\frac{\partial j}{\partial S} = f_1 \frac{D_g P}{Dt} + f_2 \frac{D_1 P}{Dt} \quad (26)$$

در سمت راست رابطه بالا، بخش اول مربوط به فاز گاز و بخش دوم مربوط به فاز مایع است. ضرایب f_1 و f_2 از روابط زیر به دست می‌آیند:

$$\rho_{wb} \frac{dj_w}{dX} + \frac{\partial(\rho_{wb} \alpha_{v1})}{\partial t} = 0 \quad (33)$$

با توجه به فرضیات بالا و با جای گذاری Γ در معادلات پیوستگی، سرعت‌های ظاهری و ماندگی سه فاز آب، نفت و گاز در پایه بالا برنده به صورت زیر به دست می‌آیند. سرعت‌های ورودی گاز، نفت و آب ($j_{gin}, j_{oin}, j_{win}$) توسط رابطه ۲۹ در فشار خط لوله به دست می‌آیند که در بخش بعدی ارائه شده است.

$$j_{gb} = j_{gin} - \frac{\partial P_b}{\partial t} \left(\alpha_{v1} \frac{\partial \rho_{gb}}{\partial P} + \frac{\rho_{go} \alpha_{ov1}}{B_{ob}} \frac{\partial R_{sb}}{\partial P} \right) \frac{L}{\rho_{gb}} \quad (34)$$

در صورت تزریق گاز، سرعت ظاهری گاز در پایه بالا برنده مجموع سرعت‌های ظاهری گاز ورودی از خط لوله و گاز تزریقی به پایه است:

$$j_{gb} = j_{gin} - \frac{\partial P_b}{\partial t} \left(\alpha_{v1} \frac{\partial \rho_{gb}}{\partial P} + \frac{\rho_{go} \alpha_{ov1}}{B_{ob}} \frac{\partial R_{sb}}{\partial P} \right) \frac{L}{\rho_{gb}} + \frac{ZTP_o}{T_o P_b A} Q_{goi} \quad (35)$$

$$j_{ob} = j_{oin} - \frac{\partial P_b}{\partial t} \left(\alpha_{ov1} \frac{\partial \rho_{ob}}{\partial P} + \frac{\rho_{go} \alpha_{ov1}}{B_{ob}} \frac{\partial R_{sb}}{\partial P} \right) \frac{L}{\rho_{ob}} \quad (36)$$

$$j_{wb} = j_{win} - \alpha_{wv1} \frac{\partial \rho_{wb}}{\partial P} \frac{\partial P_b}{\partial t} \frac{L}{\rho_{wb}} \quad (37)$$

$$\alpha_b = \frac{j_{gb}}{(C_d j_b + U_d)} \quad (38)$$

$$\alpha_{ob} = j_{ob} \frac{1 - \alpha_b}{j_{ob} + j_{wb}} \quad (39)$$

$$\alpha_{wb} = 1 - \alpha_b - \alpha_{ob} \quad (40)$$

در روابط بالا، L طول لوله و زیرنویس b نشانگر متغیر پایه بالا برنده است. در حالت دوم، مایع جلورونده به لوله نفوذ می‌کند و دو حجم کنترل وارد محاسبات می‌شوند. فشار در حجم کنترل V_1 ثابت و برابر P_s است و در حجم کنترل V_2 به موقعیت بستگی دارد. در این مدل به منظور ارزیابی خواص سیال و مشتقات آن، یک فشار میانگین برای حجم کنترل V_2 در نظر گرفته می‌شود.

$$P_s = P_b - \rho_1 g X \sin \beta \quad (41)$$

$$P_m = \frac{P_s + P_b}{2} \quad (42)$$

در دو رابطه بالا ρ_1 دانسیته میانگین مایع، β زاویه انحراف لوله، زیرنویس s مربوط به فصل مشترک حجم کنترل‌ها، m مربوط به مقادیر میانگین حجم

جریان، لایه‌ای آرام فرض می‌شوند. همچنین، فشار در منطقه گازی ثابت فرض شده و انتقال جرم بین فازهای گاز و نفت با تقریب نفت سیاه محاسبه می‌شود. از تغییرات جزء حجمی گاز (α_{v1}) در حین ناپایایی نیز صرف نظر شده است. مدل لوله شامل دو حجم کنترل است که حجم کنترل V_1 شامل مایع و گاز در ناحیه لایه‌ای است و حجم کنترل V_2 منطقه نفوذ مایع را در بر می‌گیرد. فرض دیگری که در این مطالعه در نظر گرفته شده این است که ترکیب سیال خروجی با زمان تغییر نمی‌کند. دبی حجمی ورودی گاز، نفت و آب به شرایط دمایی و فشاری لوله بستگی دارد. متغیرهای مستقل مدل خط لوله شامل طول نفوذ مایع (X) و فشار در پایه بالا برنده (P_b) هستند. خط لوله در دو حالت نفوذپذیری گاز در بالا برنده ($X=0$) و عدم نفوذپذیری گاز در بالا برنده ($X>0$) مدل سازی شده است. در حالت اول هیچ تجمع مایعی در قسمت جلویی لوله وجود ندارد. بنابراین، فقط حجم کنترل V_1 وجود دارد و فشار در منطقه گازی ثابت و برابر فشار در پایه بالا برنده است. معادلات حالت در این مورد با بکار بردن معادلات پیوستگی برای فازهای آب، نفت و گاز به دست می‌آیند و در نهایت، معادلاتی که امکان محاسبه سرعت ظاهری سه فاز در پایه بالا برنده را به وجود می‌آورند نتیجه می‌شوند. معادلات پیوستگی با فرض جریان توده‌ای در لوله برای سه فاز به دست می‌آید. Γ برای مدل توده‌ای مربوط به لوله به صورت زیر بیان می‌شود:

$$\Gamma = - \frac{\rho_{go} \alpha_o}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial t} \quad (30)$$

معادلات پیوستگی برای مدل توده‌ای لوله در پایه بالا برنده با در نظر گرفتن تراکم پذیری فاز نفت به صورت زیر هستند و همان طور که اشاره شد چگالی فازها و حلالیت گاز در نفت (ρ_o, ρ_g, ρ_w و R_s) وابسته به دما و فشار هستند.

$$\rho_{gb} \frac{dj_g}{dX} + \frac{\partial(\rho_{gb} \alpha_{v1})}{\partial t} = \Gamma \quad (31)$$

$$\rho_{ob} \frac{dj_o}{dX} + \frac{\partial(\rho_{ob} \alpha_{v1})}{\partial t} = -\Gamma \quad (32)$$

تعیین شده برای حالت $X=0$ به‌دستگاه معادلات تعیین شده برای حالت $X>0$ زمانی اتفاق می‌افتد که سرعت ظاهری گاز در پایه بالا برنده صفر شود. همچنین تبدیل از حالت $X>0$ به $X=0$ زمانی اتفاق می‌افتد که طول نفوذ مایع در لوله صفر شود. خواص سیالات مورد استفاده در این مطالعه با استفاده از روابط تحلیلی براساس نتایج آزمایشگاهی و داده‌های میدانی به‌دست آمده‌اند. ضریب حجمی تشکیل و چگالی گاز توسط رابطه درانچاک و ابوکاظم [۱۷]، ضریب حجمی تشکیل و چگالی آب توسط رابطه مک کین [۱۵]، حلالیت گاز و فشار نقطه حباب و چگالی نفت با رابطه ولارد و همکاران [۱۸]، ویسکوزیته گاز با رابطه لی و همکاران [۱۹]، ویسکوزیته نفت مرده توسط رابطه اگبوگاه و انجی [۲۰]، ویسکوزیته نفت اشباع ($P \leq P_b$) از رابطه بگز و رایبسون [۲۱] و ویسکوزیته نفت فوق اشباع ($P > P_b$) از رابطه واسکز و بگز [۲۲] محاسبه شده‌اند. رابطه کالینز [۲۳] نیز برای تعیین ویسکوزیته آب مورد استفاده قرار گرفته است.

حالت پایدار

حالت پایدار در بالا برنده به‌عنوان حالت اولیه برای شبیه‌سازی‌های ناپایدار استفاده می‌شود. این حالت با قرار دادن مشتق‌های زمانی معادلات دینامیک برابر صفر به‌دست می‌آید. با این راهکار سرعت ظاهری سه فاز در بالا برنده به‌صورت زیر به‌دست می‌آیند:

$$j_b = \frac{Q_{o0}(GOR - R_s)B_g}{A} + \frac{ZTP_o}{T_oPA} Q_{g0i} \quad (53)$$

$$j_o = \frac{Q_{o0}B_o}{A} \quad (54)$$

$$j_w = \frac{Q_{o0}(WOR)B_w}{A} \quad (55)$$

در این روابط، Q_{o0} دبی نفت در شرایط استاندارد، A سطح مقطع جریان و WOR نسبت آب به نفت است. از آنجا که سطح مقطع جریان در لوله و بالا برنده یکسان است و فشار و سرعت ظاهری در پایه بالا برنده پیوسته هستند، امکان زوج کردن (کوپل) مدل‌های سیستم (لوله و بالا برنده) وجود دارد.

کنترل V_2 و X طول نفوذ مایع در خط لوله است. با استفاده از معادلات پیوستگی برای آب، نفت و گاز امکان به‌دست آوردن عبارت‌هایی برای سرعت طول نفوذ مایع $\frac{dX}{dt}$ و سرعت‌های ظاهری نفت و آب در فصل مشترک حجم کنترل‌ها وجود دارد. با توجه به معادلات و شکل لوله روابط زیر به‌دست می‌آید:

$$\frac{dX}{dt} = \frac{j_{gin}}{\alpha_{v1}} - \frac{\partial P_s}{\partial t} (\alpha_{v1} \frac{\partial \rho_{gs}}{\partial P} + \frac{\rho_{go} \alpha_{ov1}}{B_{os}} \frac{\partial R_{ss}}{\partial P}) \frac{(L-X)}{\rho_{gs} \alpha_{v1}} \quad (43)$$

$$j_{os} = j_{oin} - \frac{\partial P_s}{\partial t} (\alpha_{ov1} \frac{\partial \rho_{os}}{\partial P} - \frac{\rho_{go} \alpha_{ov1}}{B_{os}} \frac{\partial R_{ss}}{\partial P}) \frac{(L-X)}{\rho_{os}} - \alpha_{ov1} \frac{dX}{dt} \quad (44)$$

$$j_{ws} = j_{win} - \alpha_{wv1} \frac{\partial \rho_{ws}}{\partial P} \frac{\partial P_s}{\partial t} \frac{(L-X)}{\rho_{ws}} - \alpha_{wv1} \frac{dX}{dt} \quad (45)$$

در روابط بالا $\alpha_{ov1} \frac{dX}{dt}$ و $\alpha_{wv1} \frac{dX}{dt}$ به ترتیب سرعت فصل مشترک مربوط به آب و نفت از حجم کنترل ۱ به ۲ هستند. همچنین با استفاده از معادلات پیوستگی سرعت‌های ظاهری آب و نفت در پایه بالا برنده به‌دست می‌آید:

$$j_{ob} = \frac{1}{\rho_{ob}} (\rho_{os} j_{os} + \rho_{os} \alpha_{ov1} \frac{dX}{dt} - X \alpha_{ov2} \frac{\partial \rho_{om}}{\partial P} \frac{\partial P_m}{\partial t}) \quad (46)$$

$$j_{wb} = \frac{1}{\rho_{wb}} (\rho_{ws} j_{ws} + \rho_{ws} \alpha_{wv1} \frac{dX}{dt} - X \alpha_{wv2} \frac{\partial \rho_{wm}}{\partial P} \frac{\partial P_m}{\partial t}) \quad (47)$$

در دو رابطه بالا $X \alpha_{ov2} \frac{\partial \rho_{om}}{\partial P} \frac{\partial P_m}{\partial t} \frac{1}{\rho_{ob}}$ و $X \alpha_{wv2} \frac{\partial \rho_{wm}}{\partial P} \frac{\partial P_m}{\partial t} \frac{1}{\rho_{wb}}$ به ترتیب سرعت آب و نفت ورودی به لوله ناشی از فشار هیدرواستاتیکی بالا برنده هستند. مجموع سرعت‌های آب و نفت (مایع) در پایه بالا برنده به‌صورت زیر به‌دست می‌آید:

$$u_{lb} = \frac{1}{\rho_{lb}} (\rho_{ls} (j_{os} + j_{ws} + \alpha_{lv1} \frac{dX}{dt}) - X \frac{\partial \rho_{lm}}{\partial P} \frac{\partial P_m}{\partial t}) \quad (48)$$

در رابطه بالا α_{lv1} جزء حجمی مایع و زیروند m نشانه خواص سیالات در فشار P_m است. براساس متغیرهای تعریف شده در بالا ماندگی فازها در پایه بالا برنده و اجزای حجمی آب و نفت در حجم کنترل V_2 به‌صورت زیر به‌دست می‌آیند:

$$\alpha_{gb} = 0 \quad (49)$$

$$\alpha_{ob} = \alpha_{ov2} = \frac{j_{ob}}{u_{lb}} \quad (50)$$

$$\alpha_{wb} = \alpha_{wv2} = 1 - \alpha_{ov2} \quad (51)$$

$$\alpha_{lv2} = \alpha_{ov2} + \alpha_{wv2} \quad (52)$$

لازم به ذکر است که تبدیل دستگاه معادلات

و یک گره در پایه بالابرنده ایجاد می‌شود. تعداد گره‌ها ثابت است. هرگاه گره‌ها با سرعت گاز حرکت کنند خطوط مختصات فضا- زمان (s,t) تعریف می‌شوند. این خطوط، مسیر مشخصه گاز (u_g) هستند که به وسیله آنان انتگرال گیری معادلات مطرح شده در جهت گاز انجام می‌شود. مسیرهای مشخصه مایع (u_l) نیز باید برای انتگرال گیری معادلات مطرح شده در جهت مایع معلوم باشند. برای دستیابی به این هدف ملاحظه می‌شود که در زمان $t^{k+1} = t^k + \Delta t^{k+1}$ مسیر مشخصه مایع از گره‌ها عبور می‌کند. با معلوم بودن مسیر مشخصه مایع امکان درون‌یابی مقادیر مشتق‌های جهتی مایع از مقادیر معلوم در t^k وجود دارد. گره‌هایی که در مسیر مشخصه گاز حرکت می‌کنند توسط رابطه زیر تعریف می‌شوند:

$$\Delta t^{k+1} = \frac{u_{g,N}^{k+1} - u_{g,N-1}^{k+1}}{s_N^{k+1} - s_{N-1}^{k+1}} \quad (57)$$

$$s_{i+1}^{k+1} = s_i^k + u_{g,i+1}^{k+1} \Delta t^{k+1} \quad (58)$$

مکان گره‌هایی که در زمان t^k در مسیر مشخصه مایع حرکت می‌کنند به صورت زیر بیان می‌شود:

$$s_{l,i}^k = s_{i+1}^{k+1} - u_{l,i+1}^{k+1} \Delta t^{k+1} \quad (59)$$

معادلات گسسته‌سازی شده در زیر ارائه شده‌اند. اندیس PC نشانگر مقادیر پیش‌بینی شده مورد استفاده در محاسبات است.

$$P_{i-1}^{k+1} = P_i^{k+1} + (s_i^{k+1} - s_{i-1}^{k+1}) \left(\rho_m g_s - \frac{4\tau_w}{D} \right)_{i-1}^{k+1PC} \quad (60)$$

$$\alpha_i^{k+1} = \alpha_{i-1}^k - \Delta t^{k+1} \left((b_{13})_i^{k+1PC} \frac{P_i^{k+1} - P_{i-1}^k}{\Delta t^{k+1}} + (d_1)_i^{k+1PC} \right) \quad (61)$$

$$\alpha_{oi}^{k+1} = \alpha_{oi-1}^k - \frac{\Delta t^{k+1}}{(b_{22})_i^{k+1PC}} \left(\frac{\alpha_i^{k+1} - \alpha_{i-1}^k}{\Delta t^{k+1}} + (b_{23})_i^{k+1PC} \left(\frac{P_i^{k+1} - P_{i-1}^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \right) \quad (62)$$

زیرنویس i مربوط به متغیر مسیر مشخصه مایع است. همان‌طور که گفته شد با استفاده از مقادیر معلوم در t^k فشارهای مسیر مشخصه مایع (P_l^k) درون‌یابی می‌شوند و سپس α_{oi}^k و α_i^k در این فشارها به دست می‌آیند:

در نتیجه سرعت ظاهری فازها در لوله با سرعت ظاهری فازها در اولین گره بالابرنده یکسان خواهد بود. برای محاسبه جزء حجمی گاز در لوله یک معادله موازنه مومنتوم برای جریان لایه‌ای در حالت ایستا به دست می‌آید [۲۴]:

(56)

$$\tau_{wg} \frac{s_g}{A_g} - \tau_{wl} \frac{s_l}{A_l} - \tau_i s_i \left(\frac{1}{A_g} - \frac{1}{A_l} \right) - (\rho_l - \rho_g) \sin \beta = 0$$

در رابطه بالا، s_g و s_l و s_i به ترتیب محیط خیس شده‌ی گاز و فصل مشترک و مایع هستند که از روابط هندسی به دست می‌آیند و τ_{wg} و τ_i و τ_{wl} به ترتیب تنش‌های سطحی گاز-دیواره، فصل مشترک و مایع-دیواره هستند. راهکار محاسباتی را می‌توان در پژوهش کوکال و استنیسلاو [۲۵] مشاهده کرد.

حالت ناپایدار

حالت ناپایدار با گسسته‌سازی و انتگرال گیری عددی معادلات حالت مدل لوله و بالابرنده محاسبه می‌شود. این انتگرال گیری توسط یک روش ضمنی به همراه سعی و خطا برای رفتار غیرخطی انجام می‌شود. برای گسسته‌سازی معادلات بالابرنده، برای زمان فعلی t_k متغیرهای حالت در مکان $s_i(t_k)$ قرار دارد معلوم هستند. آخرین گره N در سطح مایع قرار می‌گیرد و مکان آن با $s_u(t_k)$ نشان داده می‌شود در حالی که اولین گره در پایه بالابرنده قرار دارد و با $s_1 = 0$ نمایش داده می‌شود.

برای محاسبه حالت ناپایدار شرایط اولیه (متغیرهای در زمان t^k) از حالت ایستا گرفته می‌شوند. سپس روش گره متحرک پیاده‌سازی شده است که در آن گره i با سرعت مشخصه گاز و آخرین گره N با سرعت مایع حرکت می‌کند. گام زمانی Δt مدت زمانی است که طول می‌کشد تا گره $N-1$ ام گره N ام را قطع کند. اگر سرعت گاز مثبت باشد یک گره در سطح مایع یا بالای بالابرنده ناپدید می‌شود

در ابتدا مقادیر ماندگی پیش‌بینی شده در حجم کنترل V_2 برابر با حجم کنترل V_1 قرار داده می‌شود و سپس اصلاح می‌شوند.

$$(۷۵)$$

$$j_{o\ b}^{k+1} = \frac{1}{\rho_o^{k+1}} \left(\rho_o^{k+1} j_{o\ s}^{k+1} + \alpha_{ov1} \rho_o^{k+1} \frac{dX^{k+1}}{dt} - X^{k+1} \alpha_{ov2}^{k+1PC} \frac{\partial \rho_o^{k+1}}{\partial P} \frac{P_m^{k+1} - P_m^k}{\Delta t^{k+1}} \right)$$

$$(۷۶)$$

$$j_{w\ b}^{k+1} = \frac{1}{\rho_w^{k+1}} \left(\rho_w^{k+1} j_{w\ s}^{k+1} + \alpha_{wv1} \rho_w^{k+1} \frac{dX^{k+1}}{dt} - X^{k+1} \alpha_{wv2}^{k+1PC} \frac{\partial \rho_w^{k+1}}{\partial P} \frac{P_m^{k+1} - P_m^k}{\Delta t^{k+1}} \right)$$

$$u_{l\ b}^{k+1} = \frac{1}{\rho_l^{k+1}} \quad (۷۷)$$

$$\left(\rho_l^{k+1} (j_{o\ s}^{k+1} + j_{w\ s}^{k+1} + \alpha_{lv1} \frac{dX^{k+1}}{dt} - X^{k+1} \alpha_{lv2}^{k+1PC} \frac{\partial \rho_l^{k+1}}{\partial P} \frac{P_m^{k+1} - P_m^k}{\Delta t^{k+1}}) \right) \alpha_b^{k+1} = 0 \quad (۷۸)$$

$$\alpha_o^{k+1} = \alpha_o^{k+1} = \frac{j_{o\ b}^{k+1}}{u_{l\ b}^{k+1}} \quad (۷۹)$$

$$\alpha_w^{k+1} = \alpha_w^{k+1} = 1 - \alpha_b^{k+1} - \alpha_o^{k+1} \quad (۸۰)$$

$$\alpha_l^{k+1} = \alpha_o^{k+1} + \alpha_w^{k+1} \quad (۸۱)$$

برای محاسبه حالت ناپایدار، روش گام به گام زیر ارائه می‌شود:

۱- مقادیر پیش‌بینی شده برای متغیرها، به‌عنوان مقادیر در زمان فعلی t^k فرض می‌شود.

۲- مقادیر در گام زمانی Δt^{k+1} محاسبه می‌شوند.

۳- خواص سیالات در مکان گره‌ها محاسبه می‌شوند.

۴- فشار در زمان t^{k+1} برای گره‌های $N-1$ تا 1 محاسبه می‌شود. سپس مقادیر پیش‌بینی شده‌ی سرعت

ظاهری سیالات در پایه بالابرنده برای دستیابی به اجزای حجمی آب، نفت و گاز و سرعت ظاهری کل

در امتداد بالابرنده در زمان t^{k+1} برای گره‌های 2 تا N مورد استفاده قرار می‌گیرند.

۵- فشار در پایه بالابرنده برای تعیین سرعت ظاهری و ماندگی سیالات در پایه بالابرنده استفاده می‌شود.

۶- هم‌گرایی متغیرها بررسی می‌شود و در صورت واگرایی، مقادیر پیش‌بینی شده جدید با استفاده از یک فاکتور تصحیح به‌دست می‌آیند و یک تکرار

$$j_i^{k+1} = j_{i-1}^{k+1} + (s_i^{k+1} - s_{i-1}^{k+1}) \left((f)_1^{k+1PC} \frac{P_i^{k+1} - P_{i-1}^k}{\Delta t^{k+1}} + \left((f)_2^{k+1PC} \frac{P_{i-1}^{k+1} - P_{i-1}^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \right) \quad (۶۳)$$

برای حالت نفوذ گاز به پایه بالابرنده ($X=0$) معادلات گسسته‌سازی شده برای خط لوله به این صورت زیر هستند:

$$j_{g\ b}^{k+1} = j_{g\ in}^{k+1} - \left(\frac{P_b^{k+1} - P_b^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \left(\alpha_{v1} \frac{\partial \rho_{gb}}{\partial P} + \frac{\rho_{dgo} \alpha_{ov1}}{B_{ob}} \frac{\partial R_{sb}}{\partial P} \right)^{k+1} \frac{L}{\rho_g^{k+1}} \quad (۶۴)$$

در صورت تزریق گاز، سرعت ظاهری گاز در پایه بالابرنده از رابطه زیر به‌دست می‌آید:

$$j_{g\ b}^{k+1} = j_{g\ in}^{k+1} - \left(\frac{P_b^{k+1} - P_b^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \left(\alpha_{v1} \frac{\partial \rho_{gb}}{\partial P} + \frac{\rho_{dgo} \alpha_{ov1}}{B_{ob}} \frac{\partial R_{sb}}{\partial P} \right)^{k+1} \frac{L}{\rho_g^{k+1}} + \frac{Z_b^{k+1} T P_0 Q_{gv}}{T_0 P_b^{k+1} A} \quad (۶۵)$$

$$j_{o\ b}^{k+1} = j_{o\ in}^{k+1} - \left(\frac{P_b^{k+1} - P_b^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \left(\alpha_{ov1} \frac{\partial \rho_{ob}}{\partial P} - \frac{\rho_{dgo} \alpha_{ov1}}{B_{ob}} \frac{\partial R_{sb}}{\partial P} \right)^{k+1} \frac{L}{\rho_o^{k+1}} \quad (۶۶)$$

$$j_{w\ b}^{k+1} = j_{w\ in}^{k+1} - \left(\frac{P_b^{k+1} - P_b^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \left(\alpha_{wv1} \frac{\partial \rho_{wb}}{\partial P} \right)^{k+1} \frac{L}{\rho_w^{k+1}} \quad (۶۷)$$

$$j_b^{k+1} = j_{g\ b}^{k+1} + j_{o\ b}^{k+1} + j_{w\ b}^{k+1} \quad (۶۸)$$

$$\alpha_b^{k+1} = \frac{j_{g\ b}^{k+1}}{(C_d j_b^{k+1} + U_d)} \quad (۶۹)$$

$$\alpha_o^{k+1} = j_{o\ b}^{k+1} \frac{1 - \alpha_b^{k+1}}{j_{o\ b}^{k+1} + j_{w\ b}^{k+1}} \quad (۷۰)$$

برای حالت $X > 0$ معادلات گسسته‌سازی شده برای

حجم کنترل V_1 به‌صورت زیر به‌دست می‌آیند:

$$(۷۱)$$

$$\frac{dX^{k+1}}{dt} = - \frac{j_{g\ in}^{k+1}}{\alpha_{v1}} + \left(\frac{P_s^{k+1} - P_s^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \left(\alpha_{v1} \frac{\partial \rho_{gs}}{\partial P} + \frac{\rho_{dgo} \alpha_{ov1}}{B_{os}} \frac{\partial R_{ss}}{\partial P} \right)^{k+1} \frac{(L - X^{k+1PC})}{\rho_g^{k+1} \alpha_{v1}} \quad (۷۲)$$

$$j_{o\ s}^{k+1} = j_{o\ in}^{k+1} - \left(\frac{P_s^{k+1} - P_s^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \left(\alpha_{ov1} \frac{\partial \rho_{os}}{\partial P} + \frac{\rho_{dgo} \alpha_{ov1}}{B_{os}} \frac{\partial R_{ss}}{\partial P} \right)^{k+1} \frac{(L - X^{k+1})}{\rho_o^{k+1}} - \alpha_{ov1} \frac{dX^{k+1}}{dt} \quad (۷۳)$$

$$j_{w\ s}^{k+1} = j_{w\ in}^{k+1} - \left(\frac{P_s^{k+1} - P_s^k}{\Delta t^{k+1}} \right) \left(\alpha_{wv1} \frac{\partial \rho_{ws}}{\partial P} \right)^{k+1} \frac{(L - X^{k+1})}{\rho_w^{k+1}} - \alpha_{wv1} \frac{dX^{k+1}}{dt}$$

طول نفوذ مایع در زمان t^{k+1} با رابطه زیر به‌دست می‌آید:

$$X^{k+1} = X^k + \frac{dX^{k+1}}{dt} \Delta t^{k+1} \quad (۷۴)$$

برای حالت $X > 0$ معادلات گسسته‌سازی شده برای حجم کنترل V_2 به‌صورت زیر بیان می‌شوند.

حالت بیان می‌شود. داده‌های ورودی در جدول ۱ زیر ارائه شده‌اند. در حالت مبنا، مدل ۵ چرخه لختگی شدید را در مدت ۱۰ ساعت پیش‌بینی می‌کند که حدود ۲ ساعت پس از تولید شروع می‌شوند و به‌طور متناوب ادامه پیدا می‌کنند به این صورت که وقتی فشار به حداکثر مقدار خود می‌رسد، انسداد کامل رخ داده و مایع به‌طور کامل بالابرنده را پر می‌کند و زمانی که گاز پس از راندن مایع به بیرون از بالابرنده به سرعت خارج شود، فشار حداقل می‌شود. همان‌طور که در شکل‌های ۲ تا ۹ مشاهده می‌شود، مدل تعداد چرخه‌های بیشتر شکل ۲ و در پایه بالابرنده، میزان گاز بیشتر شکل ۳ و مایع کمتری شکل‌های ۴ و ۵ را نسبت به نرم‌افزار الگا پیش‌بینی می‌کند و همچنین، سرعت ظاهری گاز پیش‌بینی‌شده توسط مدل شکل ۶ اندکی کمتر است ولی سرعت ظاهری نفت و آب شکل‌های ۷ و ۸ تطابق خوبی دارند. به‌طور کلی، رفتاری که مدل نشان می‌دهد نزدیک به رفتار پیش‌بینی‌شده توسط نرم‌افزار الگا است. طول نفوذ مایع در خط لوله نیز در شکل ۹ نشان داده شده است.

نتایج به‌دست آمده برای مدل‌سازی لختگی شدید

با تزریق گاز

تزریق گاز بهینه و پایداری جریان در بالابرنده

هدف از تزریق گاز به پایه بالابرنده پایداری جریان است که بدین منظور به معیار و شاخصی نیاز است.

جدید از گام دوم شروع می‌شود. فاکتور تصحیح به‌صورت زیر تعریف می‌شود:

آمده به‌دست جدید متغیر - قدیم شده بینی پیش متغیر/۲ = متغیر پیش‌بینی‌شده جدید
۷- پس از هم‌گرایی همه متغیرها، زمان افزایش می‌یابد و یک گام زمانی جدید با شروع از گام اول محاسبه می‌شود.

بحث و نتایج

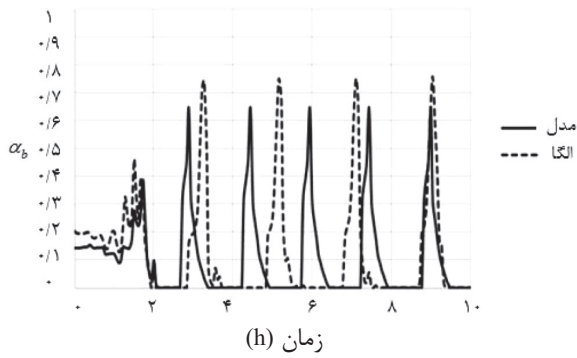
نتایج مدل‌سازی لختگی شدید، اثر تزریق گاز بر لختگی شدید و پایداری جریان با نرم‌افزار شبیه‌سازی الگا (OLGA) مقایسه شده‌اند. اگرچه انتظار نمی‌رود که نتایج به‌دست آمده بر هم منطبق باشند اما در هر دو مورد رفتار مشابهی مورد انتظار است [۱۲]. پارامترهای مورد بررسی در هر حالت، متغیرهای پایه بالابرنده هستند زیرا شروع لختگی شدید و ناپایداری‌ها از پایه بالابرنده است و پایداری در این نقطه، پایداری سیستم را نتیجه می‌دهد. علاوه‌بر این متغیرها، پارامتر طول نفوذ مایع در خط لوله که متغیر مستقل خط لوله است نیز ارائه شده است که نرم‌افزار الگا (OLGA) قادر به پیش‌بینی این پارامتر نیست.

نتایج مدل‌سازی لختگی شدید بدون تزریق گاز

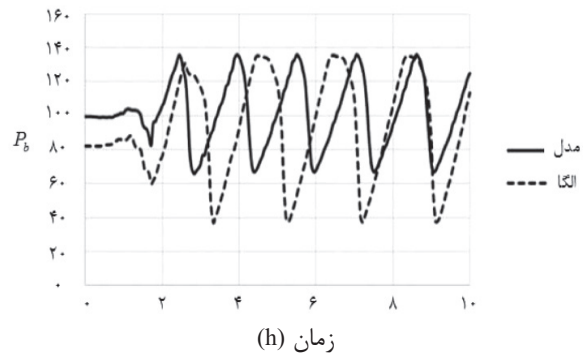
برای شروع، با توجه به پارامترهای جریان و شرایط سیستم لوله - بالابرنده نفت و گاز، یک حالت مبنا در نظر گرفته شده است و نتایج مدل‌سازی در این

جدول ۱ داده‌های ورودی در حالت مبنا.

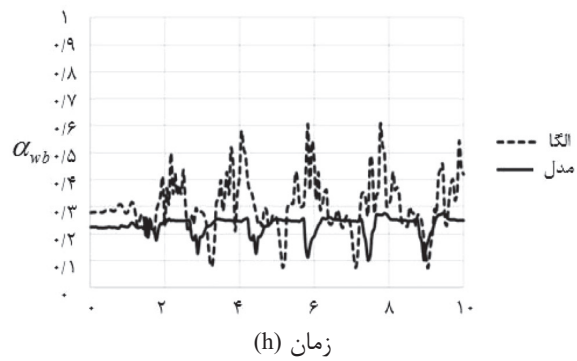
نماد	متغیر	مقدار	نماد	متغیر	مقدار
API	چگالی API	۳۰	Xr	طول افقی بالای بالابرنده (m)	۸۴۵
γ_g	چگالی مخصوص گاز	۰/۶۶۰۹	Zr	ارتفاع بالای بالابرنده (m)	۱۳۰۰
N	تعداد گره‌ها	۱۰۱	ϵ	زبری (m)	۰/۰۰۰۰۴۶
L	طول خط لوله	۱۰۰۰	Psep	فشار جداساز (bar)	۲۵
β	زاویه انحراف خط لوله (°)	۲ درجه	Q_{g0}	دبی گاز (ml/s)	۰/۲
T	دما (k)	۳۲۳	GOR	نسبت گاز به نفت	۱۴۵
D	قطر سیستم لوله - بالابرنده (اینچ)	۴	WOR	نسبت آب به نفت	۰/۳



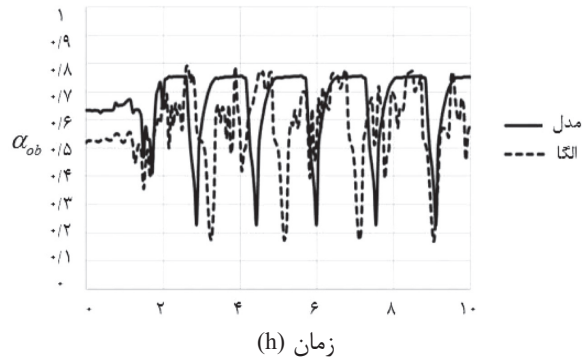
شکل ۳ ماندگی گاز در پایه بالابرنده در حالت مینا



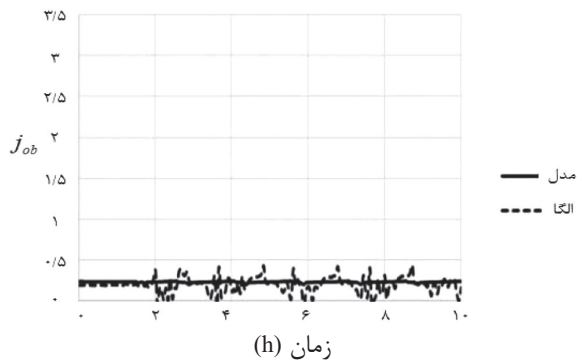
شکل ۲ فشار پایه بالابرنده در حالت مینا



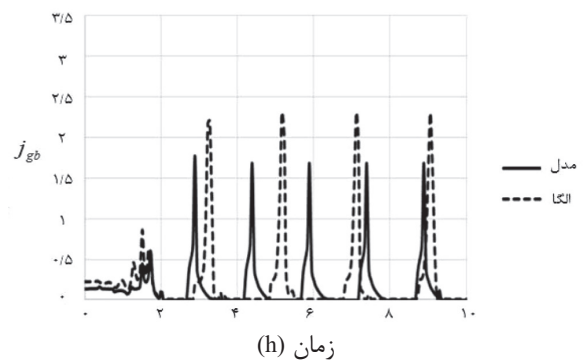
شکل ۵ ماندگی آب در پایه بالابرنده در حالت مینا



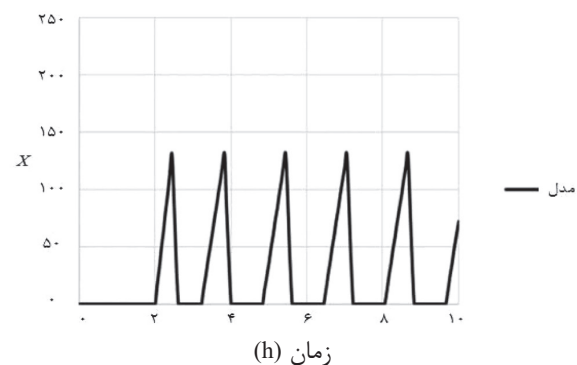
شکل ۴ ماندگی نفت در پایه بالابرنده در حالت مینا



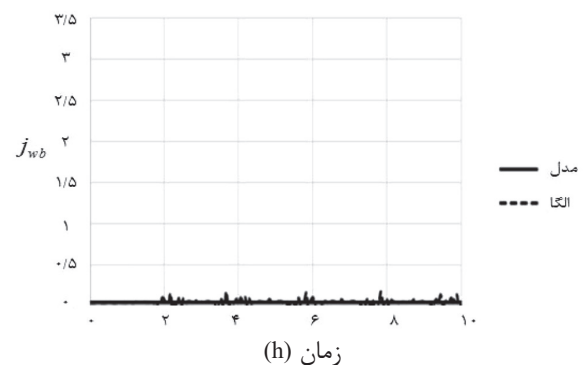
شکل ۷ سرعت ظاهری نفت در پایه بالابرنده در حالت مینا



شکل ۶ سرعت ظاهری گاز در پایه بالابرنده در حالت مینا



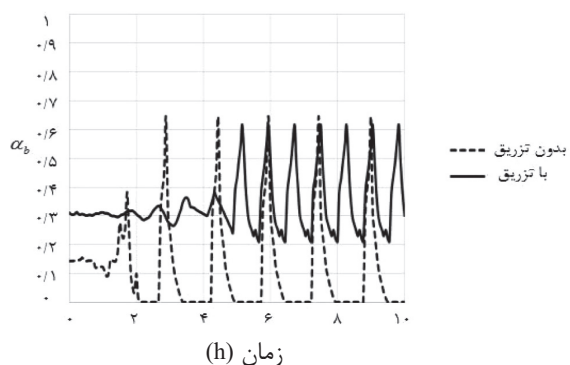
شکل ۹ طول نفوذ مایع در خط لوله در حالت مینا



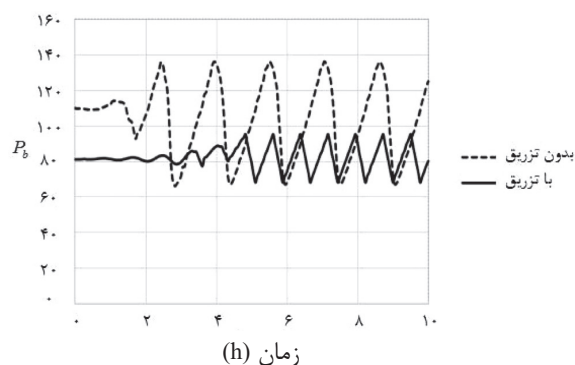
شکل ۸ سرعت ظاهری آب در پایه بالابرنده در حالت مینا

این حالت صفر است. براساس معیار تعریف شده، میزان بهینه تزریق گاز برای حالت مبنا $0.23 \text{ cm}^3/\text{s}$ محاسبه شده است. همان‌طور که در شکل‌های ۱۰ تا ۱۷ مشاهده می‌شود با تزریق گاز ابتدا جریان کاملاً پایدار می‌شود شکل ۱۰ و سپس چرخه‌های لختگی شدید با مدت زمان کوتاه و دامنه فشاری متناسب با معیار پایداری شکل ۱۱ تشکیل می‌شوند و دامنه فشاری کم در این چرخه‌ها سبب پایا شدن تولید شده و با تزریق گاز انسداد کامل پایه بالابرنده رخ نمی‌دهد. نکته قابل توجه این است که حداکثر سرعت ظاهری گاز در پایه بالابرنده در هنگام تزریق گاز به دلیل کاهش فشار هیدرواستاتیکی بالابرنده و پایداری نسبی جریان کاهش می‌یابد.

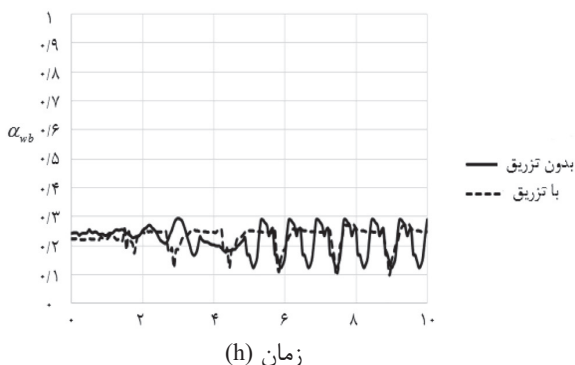
که توسط آن بتوان میزان بهینه گاز تزریقی را به نحوی پیش‌بینی کرد که هم باعث پایداری نسبی شده و هم اینکه تزریق بیش از حد نباشد و هزینه‌ی اضافی تحمیل نکند. برای دستیابی به این هدف، یک معیار توسط نموتو و بالینو [۱۲] ارائه شده است که طبق آن پایداری نسبی، زمانی رخ می‌دهد که دامنه‌ی فشاری در پایه بالابرنده کمتر از 25% فشار میانگین بالابرنده باشد. بدین‌منظور تزریق گاز را باید تا زمانی که میزان دامنه فشاری به این مقدار برسد، افزایش داد که این میزان، مقدار بهینه گاز تزریقی است. نکته قابل ذکر این است که در هنگام پایداری نسبی انسداد کامل پایه بالابرنده رخ نمی‌دهد و طول نفوذ مایع به داخل خط لوله در



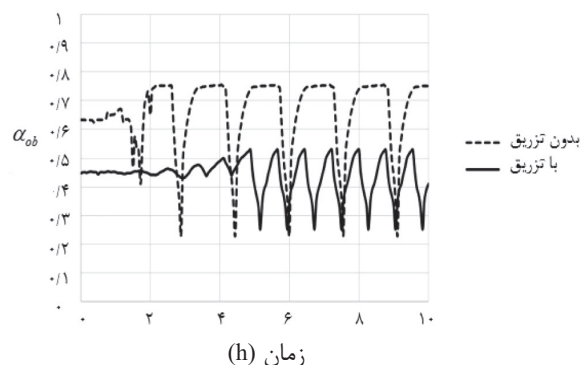
شکل ۱۱ ماندگی گاز در پایه بالابرنده



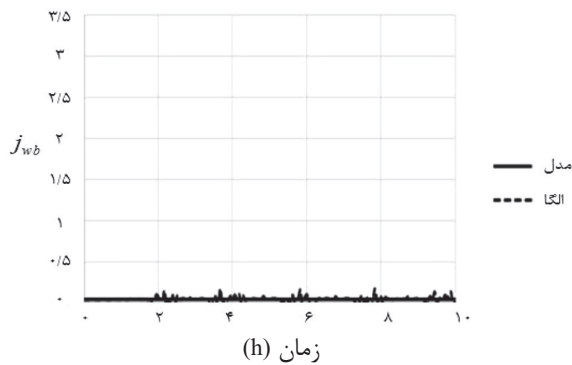
شکل ۱۰ فشار پایه بالابرنده



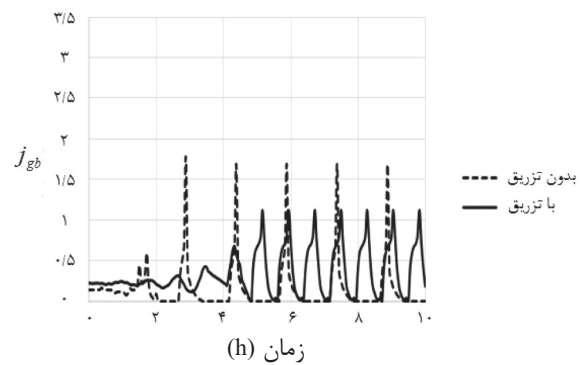
شکل ۱۳ ماندگی آب در پایه بالابرنده



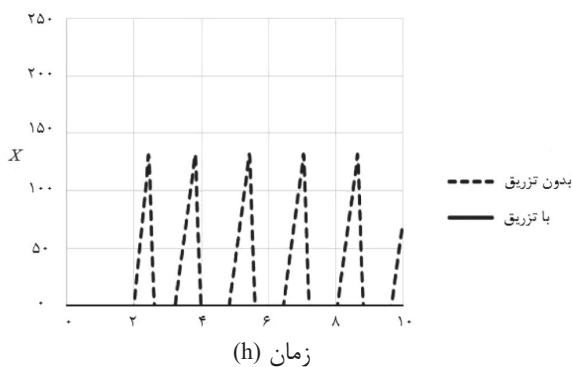
شکل ۱۲ ماندگی نفت در پایه بالابرنده



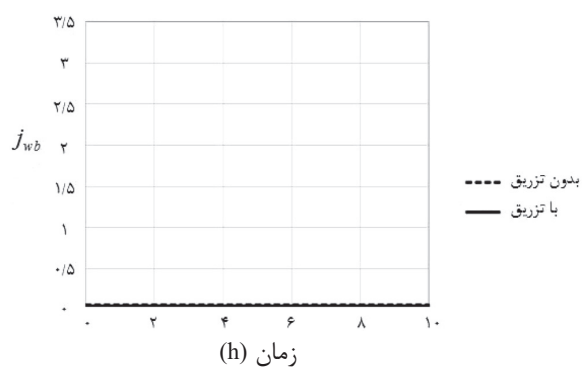
شکل ۱۵ سرعت ظاهری نفت در پایه بالابرنده



شکل ۱۴ سرعت ظاهری گاز در پایه بالابرنده



شکل ۱۷ طول نفوذ مایع در خط لوله



شکل ۱۶ سرعت ظاهری آب در پایه بالابرنده

از بروز ناپایداری‌ها و ضربه زدن به تجهیزات پایین دستی از قبیل جداسازها شده است. برای بهبود مدل‌سازی لختگی شدید و دست یافتن به نتایجی که به واقعیت نزدیک‌تر باشد، می‌توان جزء خالی در قسمت جریان لایه‌ای خط لوله را متغیر در نظر گرفت و افت فشار در خط لوله را در مدل ملاحظه کرد و نیز بخش اینرسی را به معادله مومنتوم بالابرنده اضافه کرد. همان‌طور که نشان داده شد، روش کاهش تزریق گاز نتیجه بسیار خوبی در تعدیل لختگی شدید و پایداری نسبی جریان نفت و گاز داشته است. اما به‌منظور کارآیی بیشتر این روش، کاهش هزینه‌ها و افزایش تولید پایدار نفت و گاز در سیستم لوله-بالابرنده، استفاده از روش‌های ترکیبی از قبیل استفاده هم‌زمان تزریق گاز و شیر اختناق در این مدل پیشنهاد می‌شود.

نتیجه‌گیری

مدلی که در این پژوهش به‌منظور مدل‌سازی لختگی شدید از آن استفاده شده است قادر به شبیه‌سازی دینامیکی جریان‌های گاز، نفت و آب در سیستم خط لوله-بالابرنده است و اثرات انتقال جرم را نیز در محاسبات لحاظ کرده است. این مدل در مقایسه با دیگر مدل‌ها (برای سیستم‌های آب و هوا)، انتقال جرم بین نفت و گاز، رفتار گاز حقیقی، تراکم‌پذیری سیالات و خواص ترمودینامیکی محلی براساس تقریب نفت سیاه را ملاحظه کرده است. در این مطالعه همچنین تزریق گاز به پایه بالابرنده که محل شروع لختگی شدید و ناپایداری‌هاست، انجام شده و با استفاده از یک معیار، میزان تزریق گاز لازم برای دستیابی به پایداری نسبی جریان محاسبه شده و در برخی مواقع جریان به پایداری کامل دست یافته است. این تزریق باعث جلوگیری



Modeling and Simulation Study of Gas Injection in Three-Phase Flow Riser-Pipe System to Mitigate Severe Slugging

Alireza Bahmaei, Ali Sanati and Mohammad Reza Malayeri*

Petroleum Engineering Department, Faculty of Chemical, Petroleum and Gas Engineering, Shiraz University, Iran

malayeri@shirazu.ac.ir

DOI: 10.22078/pr.2020.4117.2865

Received: March/21/2020

Accepted: August/25/2020

Introduction

Riser-pipeline system that transports crude oil from subsea system to the floating production structure is gaining increased attention as countries presently put maximum efforts to increase off-shore production. Thus, economic and safety concerns of such systems are of great importance [1]. Severe slugging, which is a transient cyclic phenomenon and is normally occurred at low liquid rates, may lead to the accumulation of liquids at the riser base which would ultimately otherwise lead to blockage of the gas flow. This will increase gas pressure at the riser base until sufficient pressure has been built to push the liquid slug out of the riser. This cycle would be repeated by creating a new blockage and building pressure at the riser base. Severe slugging can create several problems for surface facilities such as pumps, compressors and in worst case scenario may paralyze the producing well. Different approaches have been proposed to mitigate the severe slugging; among them, the gas injection at the riser base is used as a viable method. Injected gas can carry the liquid upward and produce a continuous flow. Several experimental and numerical investigations have been carried out by Schmidt et al, 1980 [2], Taitel et al, 1990 [3], Fabre et al, 1990 [4], Sarica and Shoham 1991 [5], and Baliño et al, 2010 [6]. All these studies considered only the air-water flow system. A model was proposed by Nemoto and Balino in 2012 [7] to study the gas-oil flow in risers of which the results were in conformance with those from the OLGA simulation software. The present study aims

at simulating gas injection at the riser base with the help of model proposed by Nemoto and Balino (2012) [7] model. Unlike previous studies that used air as the injection gas, this study investigated the gas injection into an oil/gas system. To accomplish this purpose, severe slugging phenomenon was first modeled. Then the effect of gas injection at the riser base is studied. Finally, the results of this study were compared with the OLGA simulation software output.

Materials and Methods

Dynamic three-phase flow of oil-gas-water in riser-pipeline system was mathematically modeled in this study. The first step in modeling was to use the continuity equations. Liquid phases (oil and water) were assumed homogenous, and the mass transfer between oil and gas was estimated by the black oil approximation. In addition, fluid properties were modeled by empirical and/or experimental correlations. Since the system is consisted of two parts, namely riser and pipeline, separate models have been carried out for each part. To model the riser system, an isothermal, three-phase, one dimensional flow was considered. Real gas assumption was also incorporated into the governing equations. Continuity equations were written, and auxiliary equations were employed to simplify the resulting equations. To fully describe the physical phenomenon, the model must have a unique solution and clearly defined initial and boundary conditions. This situation happens when all characteristic values (Eigen value or characteristic wave velocity) are real. To solve

such a system, the method of characteristics was employed which is a normal numerical method for hyperbolic systems. In this method, the derivatives are simpler [8]. The final equation for three-phase flow in risers is as follows:

$$\frac{\partial j}{\partial s} = f_1 \frac{D_g P}{Dt} + f_2 \frac{D_l P}{Dt} \quad (1)$$

where:

$$f_1 = -\frac{\alpha}{\rho g} \frac{\partial \rho g}{\partial P} \quad (2)$$

$$f_2 = \frac{\rho_{go} \alpha_o}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \left(\frac{1}{\rho_o} - \frac{1}{\rho_g} \right) - \frac{\alpha_o}{\rho_o} \frac{\partial \rho_o}{\partial P} - \frac{\alpha_w}{\rho_w} \frac{\partial \rho_w}{\partial P} \quad (3)$$

Gas injection was added to the riser base. The following relationship describes the system:

$$j_g^+ = j_g^- + \frac{ZTP_0}{T_0 PA} Q_{g0i} \quad (4)$$

where j_g^- and j_g^+ are the superficial gas velocity in riser before and after gas injection.

Pipeline model was constructed similar to the riser model, but without gas injection and with different geometry. To start the simulation process, stable flow in riser-pipeline system was first assumed, and the superficial velocities of three phases were determined. Then the unstable flow was modeled by discretization and integration of the equations for riser and pipeline based on the stable flow parameters. The dynamic node method was used for discretization purpose. The following algorithm was used to simulate the unstable flow system:

- 1- Predicted values for the variables were assumed as the current values at the time t^k .
2. New parameter values, as well as fluid properties, were calculated.
3. Pressure at the time step t^{k+1} was calculated. Then the predicted fluid velocities were used to determine the velocities across the riser.
4. Pressure at the riser base was determined to obtain the superficial velocities and liquid holdups.
5. Convergence of variables was checked; if divergence occurred, then a correction factor was incorporated.
6. Calculations were repeated similarly for next time steps

Results and Discussion

Results obtained from simulation of the riser-pipeline system at steady- state conditions showed 5 severe slugging cycles in 10 hours started 2 hours after the production. Generally, the model behavior is closely predicted by the OLGA software. Simulation of the unstable flow showed that the optimum gas injection rate was 0.23 cm³/s. By gas injection into the riser base, the liquid flow was completely stable at first,

after which, severe slugging cycles in short time intervals and small amplitude was formed that leads stabilized flow. Moreover, liquid blockage at the riser base was not observed.

Conclusions

The model generated in this study was used to simulate the severe slugging phenomenon and to dynamically simulate the three-phase flow in a riser-pipeline system. Gas injection into the riser base was shown to have great impact on stabilizing the flow. To better simulate the gas injection scenario and become closer to real conditions, one can consider the pressure drop in the pipeline section and add the inertia term to the riser momentum equation. Although the results of this study have shown the effectiveness of gas injection, application of combination methods such as gas injection and choke valve is recommended for future studies.

References

- [1]. Pickering P, Hewitt GF, Watson MJ, Hale CP (2001) The prediction of flows in production risers- truth & myth, in IIR Conference, 10, Aberdeen.
- [2]. Schmidt Z, Brill JP, HD Beggs (1980) Experimental study of severe slugging in a two-phase-flow pipeline-riser pipe system, Society of Petroleum Engineers Journal, 20, 05: 407-414.
- [3]. Taitel Y, Dukler AE (1976) A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. AIChE journal, 22, 1: 47-55.
- [4]. Fabre J, Peresson LL, Corteville J, Odello R, Bourgeois T (1990) Severe slugging in pipeline/riser systems. SPE Production Engineering, 5, 03: 299-305.
- [5]. Sarica Ct, Shoham O (1991) A simplified transient model for pipeline-riser systems, Chemical engineering science, 46, 9: 2167-2179.
- [6]. Balino JL, Burr KP, Nemoto RH (2010) Modeling and simulation of severe slugging in air-water pipeline-riser systems. Multiphase Flow, 36: 643-660.
- [7]. Nemoto RH, Balaño JL, Burr KP (2009) Characteristic values and compatibility conditions for the no-pressure-wave model applied to petroleum systems, in Proceeding of the 20th International Congress of Mechanical Engineering, Gramado, RS, Brazil, paper code COB09-0748.
- [8]. Nemoto RH, Balino JL, Burr KP (2009). Characteristic values and compatibility conditions for the no-pressure model applied to petroleum systems. In: Proceeding of the 20th International Congress of Mechanical Engineering, Gramado, Brazil.

مراجع

- [1]. Pickering P, Hewitt GF, Watson MJ, Hale CP (2001) The prediction of flows in production risers-truth & myth, in IIR Conference, 10, Aberdeen.
- [2]. Kang C, Wilkens R, Jepsen W (1996) The effect of slug frequency on corrosion in high pressure, inclined pipelines. NACE Corrosion, 20.
- [3]. Isaac OA, Cao Y, Lao L, Yeung H (2011) Production potential of severe slugging control systems, IFAC Proceedings Volumes, 44, 1: 10869-10874.
- [4]. Baliño J, Burr K, Nemoto R (2010) Modeling and simulation of severe slugging in air-water pipeline-riser systems, International journal of Multiphase Flow, 36, 8: 643-660.
- [5]. Fabre J, Peresson LL, Corteveille J, Odello R, Bourgeois T (1990) Severe slugging in pipeline/riser systems. SPE Production Engineering, 5, 03: 299-305.
- [6]. Sarica Ct, Shoham O (1991) A simplified transient model for pipeline-riser systems, Chemical Engineering Science, 46, 9: 2167-2179.
- [7]. Schmidt Z, Brill JP, HD Beggs (1980) Experimental study of severe slugging in a two-phase-flow pipeline-riser pipe system, Society of Petroleum Engineers Journal, 20, 05: 407-414.
- [8]. Malekzadeh R, Henkes R, Mudde R (2012) Severe slugging in a long pipeline-riser system: Experiments and predictions. International Journal of Multiphase Flow, 46: 9-21.
- [9]. Xu Q, Li W, Liu W, Zhang X, Yang C, Guo L (2020) Intelligent recognition of severe slugging in a long-distance pipeline-riser system, Experimental Thermal and Fluid Science, 113: 110022.
- [10]. Yao T, Wu Q, Liu Z, Zou S, Xu Q, Guo L (2019) Experimental investigation on mitigation of severe slugging in pipeline-riser system by quasi-plane helical pipe device, Experimental Thermal and Fluid Science, 102: 189-204.
- [11]. Jung S, Yang H, Park K, Seo Y, Seong W (2019) Monitoring Severe Slugging in Pipeline-Riser System Using Accelerometers for Application in Early Recognition, Sensors, 19, 18: 3930.
- [12]. Nemoto RH, Baliño JL (2012) Modeling and simulation of severe slugging with mass transfer effects. International Journal of Multiphase Flow, 40: 144-157.
- [13]. Masella J, Tran QH, Ferre D, Pauchon C (1998) Transient simulation of two-phase flows in pipes, International Journal of Multiphase Flow, 24, 5: 739-755.
- [14]. Zuber N, Findlay J (1965) Average volumetric concentration in two-phase flow systems, Journal Heat Transfer, 87, 4: 453-468.
- [15]. McCain W (1990) The Properties of Petroleum Fluids: PennWell, Tulsa.
- [16]. Nemoto RH, Baliño JL, Burr KP (2009) Characteristic values and compatibility conditions for the no-pressure-wave model applied to petroleum systems, in Proceeding of the 20th International Congress of Mechanical Engineering, Gramado, RS, Brazil, paper code COB09-0748.
- [17]. Dranchuk P, Abou-Kassem H (1975) Calculation of Z factors for natural gases using equations of state, Journal of Canadian Petroleum Technology, 14, 03.
- [18]. Velarde J, Blosingame T, McCain Jr W (1999) Technical papers-abstracts-v) reservoir engineering (re)-correlation of black oil properties at pressures below bubble point pressure--a new approach (97-93), Journal of Canadian Petroleum Technology, 38, 13: 62.
- [19]. Lee AL, Gonzalez MH, Eakin BE (1966) The viscosity of natural gases. Journal of Petroleum Technology, 18, 08: 997-1,000.
- [20]. Egbogah EO, Ng JT (1990) An improved temperature-viscosity correlation for crude oil systems, Journal of Petroleum Science and Engineering, 4, 3: 197-200.
- [21]. Beggs HD, Robinson J (1975) Estimating the viscosity of crude oil systems, Journal of Petroleum Technology, 27, 09: 1,140-1,141.
- [22]. Beggs H, Vazquez M (1980) Correlation for Fluid Physical Property Prediction. Journal of Petroleum Technology, 32, 6: 968-970.
- [23]. Collins A (1987) Properties of produced waters (1987 PEH Chapter 24), Petroleum engineering handbook.
- [24]. Taitel Y, Dukler AE (1976) A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. AIChE Journal, 22, 1: 47-55.
- [25]. Kokal S, Stanislav J (1989) An experimental study of two-phase flow in slightly inclined pipes—II. Liquid holdup and pressure drop, Chemical Engineering Science, 44, 3: 681-693.