



کنترل پدیده ناپایداری در فراز آوری مصنوعی نفت با گاز، به کمک طراحی و بهره‌برداری مناسب از چاه

محمد رضا عهدیانی^۱، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

احسان خامنه‌چی^۲، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

چکیده

یکی از مواردی که گاهی در تولید نفت به شیوهی فراز آوری مصنوعی با گاز مشاهده می‌شود، پدیده ناپایداری است. این پدیده موجب قطع شدن جریان نفت گردیده و به تاسیسات سطح الارضی و تحت الارضی خسارات جدی وارد می‌کند. در این مقاله این پدیده و تأثیر مقدار فشار سرچاهی، عمق تزریق، نرخ تزریق گاز و اندازه‌ی روزنه تزریق در پایداری جریان بررسی می‌شود. آن‌گاه با در نظر گرفتن تأثیر تغییر این پارامترها بر مسائل اقتصادی و فنی، بهترین روش برای جلوگیری از ناپایداری مشخص می‌شود. روشی که در عین جلوگیری از پدیده ناپایداری و مشکلات آن، از نظر فنی نیز آسان و عملی بوده و از لحاظ اقتصادی نیز بیشترین توجه اقتصادی را داشته باشد.

واژگان کلیدی: فشار سرچاهی، عمق تزریق، نرخ تزریق گاز، اندازه روزنه تزریق

مقدمه

فراز آوری مصنوعی با گاز یکی از رایج‌ترین روش‌های افزایش تولید از میداین نفتی است. در این روش، گاز در چاه تولید نفت تزریق شده و موجب کاهش وزن ستون نفت درون چاه می‌شود؛ در نتیجه افت فشار حاصل از وزن ستون سیال داخل چاه کاهش یافته و تولید نفت افزایش می‌یابد. از باز خورد دینامیکی گاز تزریقی در فضای حلقوی و جریان چند فازی در لوله مغزی، پدیده ناپایداری وجود می‌آید. این پدیده، دوره‌ای در حدود چند ساعت دارد و موجب ایجاد نوساناتی در جریان نفت می‌شود. البته باید توجه شود که با رژیم جریان لخته‌ای اشتباه گرفته نشود. پدیده ناپایداری دو مشکل ایجاد می‌کند: یکی آنکه تولید متوسط کاهش می‌یابد و دیگر آنکه تاسیسات پایین دست جریان در معرض آسیب قرار می‌گیرند. گزارش‌های صنعتی نشان می‌دهند که هوشمند کردن چاه با کنترل اتوماتیک، یک ابزار قوی برای از بین بردن ناپایداری و افزایش تولید از چاه‌های با فراز آوری مصنوعی است؛ روشی که در ایران کاربرد چندانی ندارد [۱؛ ۲؛ ۳؛ ۴؛ ۵].

درک و پیش‌بینی شرایطی که در آن، حالت ناپایدار مشاهده می‌شود، در برنامه‌ریزی تولیدامری بسیار مهم است. بسیاری از محققان سعی کرده‌اند

این مسأله را با رسم نقشه‌های پایداری (نمودارهای دوبعدی که نواحی پایداری و ناپایداری را نشان می‌دهند)، حل کنند [۶؛ ۷].

۱- سابقه‌ی تحقیق در بحث مقابله با ناپایداری

اولین بار گیلبرت^۱ (۱۹۴۵) به صورت اصولی مسأله ناپایداری را بررسی کرد. او به این نتیجه رسید که ناپایداری جریان و نوسانات حاصله را می‌توان با استفاده از مجراند^۲ های بین لوله‌ی مغزی و فضای حلقوی از بین برد. از آنجایی که ناپایداری با لرزش همراه است تصور گیلبرت بر این بود که مشکلات حاصله تنها به لرزش خلاصه می‌شود و با حذف لرزش، مسأله ناپایداری حل می‌شود.

برتوزی^۳ و همکاران در ۱۹۵۳ مشاهده کردند، زمانی که نرخ تزریق گاز کمتر از یک حد خاص شود، تولید نفت به آرامی متوقف می‌شود. آنها نتیجه گرفتند که اگر فشار در فضای حلقوی خیلی زیاد افت کند، گاز وارد لوله مغزی نمی‌شود، آ‌ها برای حل مشکل، استفاده از یک روزنه^۴ با اندازه‌ی ثابت به جای یک شیر تزریق را پیشنهاد کردند. در سال ۱۹۸۴ و ۱۹۸۵، گراپینگ^۵ و همکاران برای حل مشکل ناپایداری جریان، از یک مدل عددی دینامیک برای سیستم تزریق گاز استفاده کردند. در این

روش، باید شرایط مختلف با پارامترهای مختلف بررسی شود. از این رو به زمان قابل توجهی برای اجرا نیاز دارد. علاوه بر این، در ۱۹۸۵ فیتزمن^۶ سیستم تزریق گاز را به صورت خطی تحلیل و به صورت مستقیم روی یک مدل ریاضی، جریان پایداری را با روش‌های خطی تحلیل کرد. در سال ۱۹۸۸ هارالد^۷ دو مدل که روابط بین پارامترهای طراحی تزریق گاز و جریان پایدار را نشان می‌دهند، معرفی کرد؛ همچنین در این سال آشیم^۸ و بلیک^۹ و پس از آنها الهناتی^{۱۰} در ۱۹۹۳ معادلاتی ساده معرفی کردند که با استفاده از آنها بتوان پایداری سیستم فراز آوری با گاز را در شرایط عملیاتی مختلف بررسی کرد. در ۲۰۰۵ پیلانو و همکاران، کار آشیم و الهناتی را دنبال کردند و با استفاده از آن، نقشه‌های دوبعدی پایداری چاه را برای جلوگیری از ناپایداری رسم کردند. در ۲۰۰۸ گیسلو شیوه‌های کنترل اتوماتیک برای فرار از ناپایداری را بررسی کرد. این روش‌ها اگرچه کارایی خوبی دارند، اما بسیار هزینه‌بر هستند.

در این مطالعه سعی شده تا با بررسی پارامترهای تأثیرگذار، طراحی و بهره‌برداری مناسب از میدان برای جلوگیری از ناپایداری نشان داده شود. روشی که می‌تواند از ناپایداری جلوگیری کند و البته در مقابل هوشمند کردن

* نویسنده عهده‌دار مکاتبات (khamehchi@ aut.ac.ir)

چاه بسیار کم هزینه تر است [۷؛ ۸].

۲- پدیده ناپایداری

دینامیک نوسان جریان در فراز آوری با گاز را، در حالتی که گاز از یک نقطه تزریق می شود، می توان این گونه توصیف کرد: گاز از فضای حلقوی وارد لوله مغزی می شود، با ادامه یافتن جریان، فشار لوله مغزی افت می کند، در نتیجه جریان گاز سریع تر می شود. اگر جریان ورودی گاز از فضای حلقوی به لوله مغزی، کنترل شده نباشد، گاز، قسمت زیادی از مایع داخل لوله مغزی را به بیرون خواهد راند که در این حالت، فشار داخل فضای حلقوی به شدت افت کرده و مقدار آن کمتر از فشار لوله مغزی می شود، در نتیجه حرکت گاز از فضای حلقوی

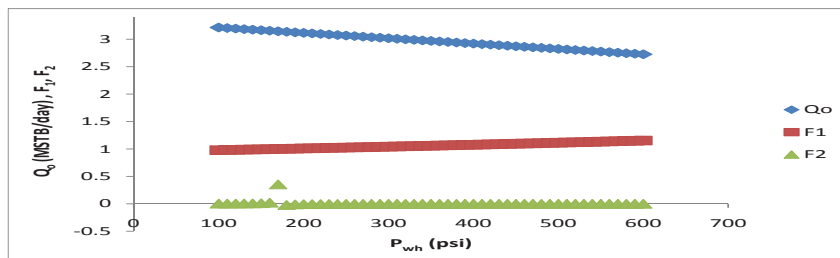
به لوله مغزی متوقف می شود. بنابراین فضای حلقوی پر از گاز و لوله مغزی پر از مایع می شود، در نتیجه، فشار فضای حلقوی زیاد شده و گاز دوباره به لوله مغزی جریان پیدا می کند و یک چرخه جدید آغاز می شود.

۳- تأثیر پدیده ناپایداری جریان

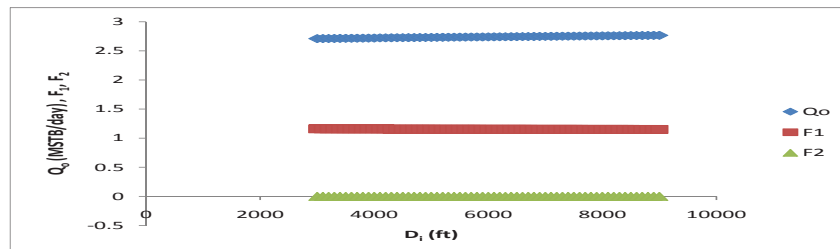
پدیده ناپایداری از گذشته تا به حال مورد توجه بوده است. آخرین روشی که برای حل آن معرفی شده است، هوشمند کردن چاه است. روشی که اگرچه از ناپایداری جلوگیری می کند، اما هزینه زیادی در پی دارد. در این مطالعه سعی بر این است تا در مواردی که هوشمند کردن چاه میسر نیست، با روشی آسان تر و کم هزینه تر (بدون هوشمند کردن چاه)، با تغییر پارامترهای طراحی و تولید، ناپایداری کنترل

$$F_1 = \frac{\rho_{gsc} B_g q_{gsc}^2 J}{q_{Lsc} (EA_i)^2} \quad (1)$$

$$F_2 = C \frac{V_t}{V_c} \frac{1}{gD} \frac{p_{ti}}{\rho_{fi}} \frac{q_{fi} + q_{gi}}{\rho_{gi} q_{fi} (1 - F_1)} \quad (2)$$



شکل ۱ | اثر فشار سرچاهی بر پایداری



شکل ۲ | تأثیر عمق تزریق بر پایداری

۲ حدود پارامترهای مورد بررسی		
کمینه	بیشینه	
۱۰۰	۶۰۰	P_{wh} (psi) فشار سرچاهی
۳۰۰۰	۸۰۰۰	D_{inj} (ft) عمق تزریق
۲/۷	۵	ID_i (in) قطر داخلی لوله مغزی
$8/3 \times 10^{-4}$	$4/4 \times 10^{-3}$	A (ft ²) مساحت روزنه تزریق
۰/۲	۲	Q_{inj} (MMSCF/day) نرخ تزریق گاز

۱ داده های مربوط به چاه مورد مطالعه	
$3/6 \times 10^{-2} \text{ft}^2$	مساحت روزنه تزریق A
۳۰/۶	چگالی نفت API
۲/۲ STB/d/psi	شاخص تولید PI
۴۳۴ psi	فشار مخزن P_R
۱۰/۷ %	برش آب WC
۳/۷ in	قطر داخلی لوله مغزی ID_i
۸۸۹۰ ft	عمق چاه D_w
۳۴۷ psi	فشار سرچاهی P_{wh}
۶۸۳۵ ft	عمق تزریق D_{inj}
۰/۶۸	چگالی نسبی گاز تزریقی γ_{inj}
۰/۸ SCF/day	نرخ گاز تزریقی Q_{inj}
۷/in	قطر داخلی لوله جداره ID_c
۴ in	قطر خارجی لوله مغزی OD_i
۵۴/۸ dyne/cm	کشش سطحی IFT
۱/۰۵	چگالی نسبی آب γ_w
۱۵۹°F	دمای سرچاهی T_{wh}
۰/۹۲	چگالی نسبی گاز γ_g
SCF/STB ۵۸۹	نسب گاز به مایع تولیدی GLR
۲cp/۰۶	گرانروی نفت μ_o
۲۱۶°F	دمای مخزن T_R
psi ۴۳۳	فشار نقطه ی حباب P_b
۸۰۳۶ ft	عمق لوله مغزی D_i



$$C \cong 1$$

(۳)

که در آن:

Ai: مساحت روزنه‌ی تزریقی، ft^2 B_g: ضریب گاز سازند، ft^3/SCF D: عمق تزریق، ft

E: کارایی (۰/۹)

F₁, F₂: ضرایب اشیمg: شتاب گرانش زمین، ft/s^2

J: شاخص بهره‌دهی SCF/s/psi

p_{ti}: فشار در نقطه‌ی تزریق، psiq_{fi}: نرخ مایع در نقطه‌ی تزریق، ft^3/s q_{gi}: نرخ گاز در نقطه‌ی تزریق، ft^3/s q_{gsc}: نرخ گاز تزریقی، scf/s q_{isc}: نرخ مایع تولیدی، scf/s V_c: حجم فضای حلقوی، ft^3 V_t: حجم لوله‌ی مغزی، ft^3 ρ_{fi}: چگالی مایع در نقطه‌ی تزریق، lb/ft^3 ρ_{gi}: چگالی گاز در نقطه‌ی تزریق، lb/ft^3 p_{gsc}: چگالی گاز در شرایط استاندارد، lb/SCF

برخی از یکاهایی که برای معادلات فوق

تعریف شده‌اند (مانند یکاهای نرخ تولید و

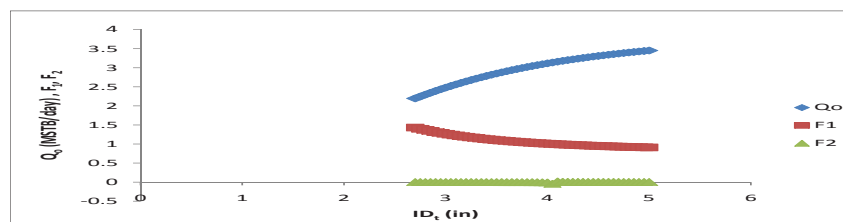
شاخص بهره‌دهی)، یکاهای معمول و رایج

مورد استفاده برای پارامترهای نظیرشان

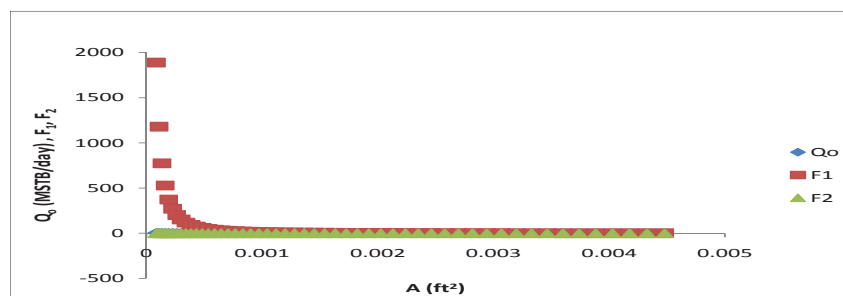
نیستند. توجه شود برای آن که حدود F1 و F2

پایداری یا ناپایداری جریان را نشان دهد، این پارامترها باید دقیقاً با همین یکاها در معادلات (۱) و (۲) و (۳) قرار داده شوند؛ به عبارتی، یکاهای تعریف شده در بالا یکاهای استاندارد مورد استفاده در بررسی پایداری جریان هستند. در این مقاله نیز اگرچه برای ملموس بودن موضوع در نمودارها و مقایسه‌های بعدی یکاهای رایج به کار برده شده است، ولی برای محاسبه‌ی F1 و F2 ابتدا یکاهای رایج به یکاهای مورد قبول برای معادلات پایداری تبدیل شده و سپس در معادلات قرار داده شده و حدود پایداری و ناپایداری مشخص شده است.

از میان پارامترهای فوق، فشار سرچاهی، عمق تزریق، قطر لوله‌ی مغزی، اندازه‌ی روزنه‌ی تزریق و نرخ تزریق گاز از عواملی هستند که در زمان طراحی یا در زمان تولید قابل کنترل هستند. در سایر موارد، کنترلی بر آنها وجود ندارد و صرفاً شرایط مخزن و چاه تعیین کننده‌ی آنهاست. در این مطالعه، تأثیر این پارامترها بر پایداری چاه بررسی شده و شیوه بهینه‌ی تغییر آنها برای فرار از ناپایداری مورد بحث قرار می‌گیرد. حدود این پارامترها در جدول ۲- دیده می‌شود.



شکل ۳ | تأثیر قطر داخلی لوله‌ی مغزی بر پایداری



شکل ۴ | تأثیر اندازه‌ی روزنه‌ی تزریق بر پایداری

۳-۱- تأثیر فشار سرچاهی بر پایداری

یکی از در دسترس‌ترین موارد برای فرار از ناپایداری، تغییر فشار سرچاهی است. با افزایش فشار سرچاهی مقدار F1 افزایش و مقدار q کاهش می‌یابد. با کاهش فشار سرچاهی نیز گرچه تولید زیاد می‌شود، اما جریان به سمت ناپایداری می‌رود. این تغییرات به خوبی در شکل ۱- دیده می‌شود.

۳-۲- تأثیر عمق تزریق بر پایداری

در شکل ۲- تأثیر عمق بر پایداری نشان داده شده است. همان‌طور که در این شکل دیده می‌شود، با افزایش عمق تزریق، مقدار تولید نفت به آرامی اضافه می‌شود و مقدار F1 نیز به آرامی کاهش می‌یابد. مقدار F2 در حدی نیست که مانع ایجاد ناپایداری شود؛ بنابراین، با افزایش عمق، گرچه تولید زیاد می‌شود، اما امکان ناپایدار شدن جریان افزایش می‌یابد.

۳-۳- تأثیر قطر داخلی لوله‌ی مغزی بر پایداری

پارامتر بعدی، قطر داخلی لوله‌ی مغزی است. تأثیر آن در شکل ۳- دیده می‌شود. واضح است که در حدود مسأله، افزایش مقدار قطر موجب افزایش تولید می‌شود، اما این عمل، کاهش F1 را به همراه دارد که روند ناپایداری را سریع می‌کند. مانند شکلهای قبل، مقدار F2 نیز بسیار کم است. در مورد F2 ذکر این نکته ضروری است که تنها مقدار آن در حالتی که F1 کوچکتر از یک باشد، معنی دارد.

۳-۴- تأثیر اندازه‌ی روزنه‌ی تزریق بر پایداری

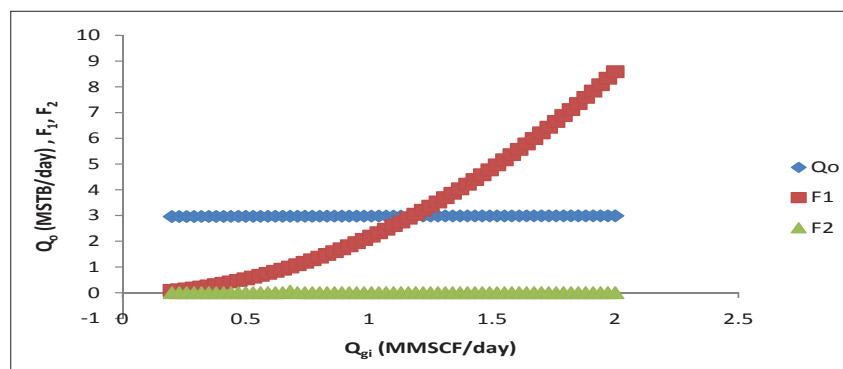
پارامتر بعدی، اندازه‌ی روزنه‌ی تزریق است. همان‌طور که در شکل ۴- دیده می‌شود، خصوصاً در اندازه‌های کوچک روزنه‌ی تزریق، پایداری به شدت تابع اندازه‌ی روزنه‌ی تزریق است؛ به عبارتی، با کاهش اندک اندازه‌ی روزنه‌ی تزریق، سیستم به شدت از ناپایداری فاصله می‌گیرد. اما مشکل این روش

این است که تولید را نیز کاهش می دهد. علاوه بر این، در چاه های غیر هوشمند نمی توان اندازه ی روزنه ی تزریق را در حین تولید به آسانی تغییر داد. البته اگر چاه هوشمند باشد، این روش برای ایجاد جریان پایدار، بهترین و به صرفه ترین روش است.

۳-۵- تأثیر نرخ تزریق بر پایداری

آخرین پارامتر مورد بحث، نرخ تزریق است که نمودار آن در شکل ۵-۵ دیده می شود. با توجه داده و سیستم را از ناپایدار شدن دور می کند.

اما در این مورد افزایش نرخ تزریق باید تابع پارامترهای اقتصادی باشد. در شکل ۵-۵ اگرچه در برخی نرخ های تزریق، مقدار F1 بسیار زیاد شده است، اما مشکل این است که با کاهش نرخ تزریق، F1 به صورت توانی کاهش می یابد و معمولاً نرخ تزریق اقتصادی در حدود پایین تر از مقادیری است که مقدار F1 را خیلی زیاد افزایش دهد. لازم به ذکر است در نمودارهای فوق، هر پارامتر در حدودی که از لحاظ فنی و اقتصادی قابلیت تغییر داشت، تغییر پیدا کرده و نمودار مربوط به آن رسم شده است.



شکل ۵ | تأثیر نرخ تزریق بر پایداری

نتیجه گیری

■ در این مطالعه اثر کنترل نرخ تزریق، فشار سرچاهی، عمق، قطر داخلی لوله ی مغزی و روزنه ی تزریق بر ناپایداری بررسی و مشاهده شد که افزایش نرخ تزریق و روزنه ی تزریق، مقدار تولید را افزایش داده و هم زمان، از ناپایدار شدن جلوگیری می کنند. اما در سه مورد دیگر، جلوگیری از ناپایداری به بهای کاهش تولید است. بنابراین، در هزینه های عملیاتی مشابه، کنترل ناپایداری با تغییر نرخ تزریق و روزنه ی تزریق بهتر است.

■ از نظر حساسیت، پایداری سیستم به شدت تابع نرخ تزریق و پس از آن به ترتیب تابع اندازه ی روزنه ی تزریق، قطر داخلی لوله ی مغزی، فشار سرچاهی و عمق تزریق است. بنابراین توصیه می شود با توجه به شرایط اقتصادی، برای کنترل ناپایداری، از تغییرات نرخ تزریق و روزنه ی تزریق استفاده شود.

■ در این مطالعه تزریق در یک نقطه و از داخل فضای حلقوی به لوله ی مغزی بررسی شد. برای ادامه ی مطالعه می توان موارد دیگری از قبیل تزریق در چند نقطه، و یا تزریق از لوله ی مغزی و تولید از فضای حلقوی را بررسی کرد.

پانویس ها

¹Gilbert
²Packer
³Bertuzzi
⁴Orifice

⁵Gruppung
⁶Fitermann
⁷Harald
⁸Asheim

⁹Belick
¹⁰Alhanati
¹¹Gislo

منابع

- [1] Dalsmo, M., Halvorsen, E., & Slupphaug, O. (2002). Active Feedback Control of Unstable Wells at the Brage Field. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Texas: SPE 77650-MS.
- [2] Eikrem, G. O., Aamo, O., & Foss, B. (2006). Stabilization of Gas-Distribution Instability in Single Point Dual Gas lift Wells. SPEPO 97731-PA.
- [3] Aamo, O., Eikrem, G., Siahaan, H., & Foss, B. (2005). Observer Design for Multiphase Flow in Vertical Pipes With Gas Lift—Theory and Experiments. Journal of Process Control .
- [4] Jansen, B. (1999). Automatic Control of Unstable Gas Lifted Wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: SPE 56832-MS.
- [5] Boisard, O. M. (2002). Automated Well Control Increases Performance of Mature Gas lifted Fields. International Petroleum Exhibition and Conference (pp. 13-16). Abu Dhabi: SPE 78590-MS.
- [6] Fairuzov, Y. (2004). Stability Maps for Continuous Gas lift Wells: A New Approach to Solving an Old Problem. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston: SPE 90644-MS.
- [7] Poblano, E., Camacho, R., & Fairuzov, Y. (2005). Stability Analysis of Continuous-Flow Gas Lift Wells. SPEPF77732-PA.
- [8] Eikrem, G. O., Aamo, O. M., A., B., & Foss. (2008). On Instability in Gas Lift Wells and Schemes for Stabilization by Automatic Control. spe journal101502-PA.
- [9] Asheim, H. (1988). Criteria for Gas-lift Stability. SPE16468-PA.