

بررسی تأثیر همزمان نرخ گاز تزریقی بر نفت تولیدی و پایداری جریان در فراز آوری مصنوعی با گاز

محمدرضا بهدیانی^۱، احسان خاوه‌چی^۲، دانشگاه صنعتی امیرکبیر

چکیده

با تولید از مخزن، فشار آن افت کرده و تولید نفت کاهش می‌یابد. کاهش فشار متناظر با کاهش تولید تا حدی ادامه می‌یابد که دیگر ادامه‌ی تولید نفت از مخزن اقتصادی نباشد. در این زمان از روش‌های فراز آوری مصنوعی مانند فراز آوری با گاز استفاده می‌شود. در فراز آوری مصنوعی با گاز، گاز از طریق فضای حلقوی وارد چاه شده، در نفت حل می‌شود و با کاهش وزن ستون سیال، تولید نفت افزایش می‌یابد. اگر مقدار گاز تزریقی کم باشد تولید کم است. با افزایش نرخ تزریق، تولید نیز افزایش می‌یابد. اما اگر بیش از مقدار معینی گاز تزریق شود، تولید کاهش می‌یابد. علاوه بر این اگر نرخ تزریق کمتر از حد خاصی باشد فراز آوری با گاز ناپایدار خواهد بود که این ناپایداری سبب ایجاد لرزش شده و آسیب دیدگی تأسیسات درون چاهی و سرچاهی خواهد شد. در این مطالعه، اثر نرخ گاز تزریقی به صورت همزمان بر تولید نفت و پایداری جریان بررسی و حدود مناسب نرخ تزریق مشخص شده است. نتایج نشان می‌دهد که در بسیاری موارد، نرخ بهینه‌ی تزریق گازی که سبب تولید بیشینه‌ی نفت می‌شود در حدود پایداری قرار دارد.

واژگان کلیدی: جریان پایداری، نرخ تزریق گاز، نرخ بهینه، فراز آوری مصنوعی

مقدمه

با ادامه‌ی روند تولید از یک مخزن نفتی، رفته رفته فشار مخزن کاهش می‌یابد. این افت فشار تا حدی افزایش می‌یابد که مخزن دیگر نمی‌تواند سیال درون چاه را به سطح بیاورد. در این زمان استفاده از روش‌های فراز آوری مصنوعی جهت افزایش تولید امری معمول است. یکی از رایج‌ترین روش‌های افزایش تولید از میادین نفتی، فراز آوری مصنوعی با گاز است. در این روش گاز از طریق فضای حلقوی در چاه تزریق می‌شود و ضمن حل شدن در نفت، چگالی میانگین ستون سیال را کاهش داده و در اثر آن، افت حاصل از وجود ستون سیال در درون چاه کاهش و تولید نفت افزایش می‌یابد.

از نکات قابل توجه در فراز آوری با گاز پدیده‌ی ناپایداری است. در اثر برهم کنش گاز تزریقی با سیال نفتی درون چاه، پدیده‌ی ناپایداری بروز می‌کند. در اثر این پدیده که معمولاً در نرخ‌ها و فشارهای کم تزریق گاز رخ می‌دهد عموماً قطع شدن جریان به صورت دوره‌ای اتفاق می‌افتد. این تغییر دائمی نرخ جریان موجب لرزش تأسیسات درون چاهی و سرچاهی می‌شود. ناپایداری دو مشکل ایجاد می‌کند؛ یکی کاهش تولید در اثر کاهش و قطع جریان تولید نفت و دیگری آسیب دیدگی تأسیسات. یک روش برای جلوگیری از این پدیده، هوشمندسازی چاه است که اگرچه ابزاری قوی برای رهایی از این پدیده است، اما به دلیل هزینه‌ی بسیار زیاد آن در ایران کاربرد چندانی ندارد [۱-۴].

بسیاری از محققان سعی کرده‌اند با رسم نقشه‌های دوبعدی، نواحی پایدار و ناپایدار را مشخص کنند و سپس با کنترل برخی متغیرهای تولید که مهم‌ترین آنها نرخ تزریق گاز است از ناپایداری شدن ستون چاه جلوگیری به عمل آورند. لازم به ذکر است که در حالت ثابت بودن سایر متغیرها، نباید نرخ تزریق گاز از میزان حداقلی آن کمتر شود تا جریان پایدار بماند [۵،۶].

۱- سابقه‌ی تحقیق در مبحث ناپایداری

نخستین بار گیلبرت^۲ (۱۹۴۵) پدیده‌ی ناپایداری را به صورت علمی بررسی نمود و سعی کرد با استفاده از معراند‌های^۳ بین لوله مغزی و فضای حلقوی، آن را مرتفع سازد. تصور او این بود که تنها مشکل پدیده‌ی ناپایداری، لرزش‌های ایجاد شده است؛ در صورتی که چنین نیست و با حذف لرزش‌ها، مشکل قطع شدن دوره‌ای جریان به قوت خود باقی است. برتوزی^۴ و همکاران (۱۹۵۳) مشاهده کردند که با افزایش نرخ تزریق تا مقدار معینی، دیگر پدیده‌ی ناپایداری مشاهده نخواهد شد. گراپینگ^۵ و همکاران (۱۹۸۵ و ۱۹۸۴) برای حل این مشکل، یک مدل ادی دینامیک سیستم تزریق گاز ارائه کردند که روشی بسیار طولانی و وقت گیر است. آن فیتزمن^۶ (۱۹۸۵) مسأله را به صورت خطی روی مدلی ریاضی تحلیل کرد. هارالد^۷ (۱۹۸۸) دو مدل معرفی کرد که روابط بین متغیرهای طراحی تزریق گاز و جریان پایدار را نشان می‌دادند. آشمیم^۸ و بلیک^۹ (۱۹۸۸) و

*نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (mmahdiany@yahoo.com)

چاه و انتقال سیال سنگین را ندارد و جریان قطع می شود. پس از مدتی دوباره فشار درون فضای حلقوی افزایش یافته و چرخه تکرار می گردد. اگر تزریق گاز بیش از حد معینی باشد، به دلیل به وجود آمدن رژیم های جریان خاصی، اصطکاک سیال درون لوله مغزی افزایش می یابد. متناظر با آن، افت فشار ناشی از اصطکاک افزایش یافته و تولید کاهش می یابد. اگر نرخ تزریق کمتر از حد معینی باشد نیز جریان ناپایدار می شود. دو حد مذکور در این مقاله بررسی شده اند.

۳- تأثیر پدیده‌ی پایداری جریان

در فراز آوری مصنوعی با گاز، اگر مقدار گاز تزریقی کم باشد نرخ تولید نفت کم خواهد بود. با افزایش نرخ تزریق تا حد معینی، تولید نفت افزایش می یابد. اما تزریق بیش از حد گاز سبب کاهش تولید خواهد شد. از سوی دیگر اگر نرخ تزریق گاز کمتر از حد کمینه ای باشد، جریان ناپایدار است. در این بخش سه چاه فراز آوری با گاز را در نظر گرفته، نرخ تزریق گاز را افزایش داده و همزمان نرخ تولید نفت محاسبه می شود تا دیدی کلی در خصوص این دو حد تزریقی (حدی که بیش از آن تولید کاهش می یابد و حدی که کمتر از آن جریان ناپایدار می شود) به وجود آید.

در جدول ۱- نرخ تزریق گاز درج نشده است. جهت بررسی تأثیر نرخ تزریق، مقدار آن را از صفر آغاز کرده و همزمان با افزایش تدریجی آن، نرخ تولید نفت اندازه گیری می شود. نمودارهای تولید نفت بر حسب نرخ گاز تزریقی برای این سه چاه در شکل های ۱-۳ ارائه شده است. همان طور که گفته شد به دلیل وجود اصطکاک در نرخ های تزریق زیاد گاز، تولید نفت کاهش می یابد که این مسئله به وضوح در شکل ها قابل مشاهده است. اصطکاک به وجود آمده تابعی از متغیرهای مختلفی از قبیل قطر لوله مغزی و چگالی سیالات است. این موارد برای چاه های مورد بررسی متفاوت است که در نتیجه ای آن، انتهای نمودار (قسمت نزولی) در این شکل ها تفاوت خواهد داشت.

جهت پیش بینی پایداری جریان، در رابطه ی اشیم [۹] از ضرایب پایداری (F_1 و F_2) استفاده می شود. در صورتی جریان پایدار است که F_1 بیشتر از یک باشد یا اگر F_1 کمتر از یک است F_2 بیشتر از یک باشد.

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

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

$$C \cong 1 \quad (3)$$

که در آنها

A_i : مساحت روزنه ی تزریقی، ft^2

پس از آنها الهناتی^۱ (۱۹۹۳) سعی کردند با ارائه ی روابط ساده ی ریاضی ناپایداری را پیش بینی کنند. پیلانو و همکاران (۲۰۰۵) نقشه های دویبعدی برای نشان دادن نواحی ناپایدار در تولید از چاه معرفی کردند. گیسلو^{۱۱} (۲۰۰۸) روش کنترل اتوماتیک را برای جلوگیری از ناپایداری ارائه داد؛ روشی که در عین مؤثر بودن هزینه ی زیادی دربر دارد و در بسیاری موارد قابل اجرا نیست.

در این مقاله تأثیر نرخ گاز تزریقی بر نفت تولیدی و نیز ناپایدار شدن جریان بررسی شده تا بهترین مقدار برای تزریق گاز پیدا شود [۷].

۲- پدیده‌ی ناپایداری

در فراز آوری مصنوعی با گاز، گاز از نقطه ای درون فضای حلقوی به چاه تزریق شده و سبب کاهش وزن ستون سیال می شود که در نتیجه ی آن، اختلاف فشار سرچاه و ته چاه افزایش یافته و تولید افزایش می یابد. با کاهش وزن ستون سیال و نیز کاهش فشار درون چاه، گاز تزریقی با سرعت بیشتری وارد چاه شده، فشار درون چاه بیشتر افت کرده و مقدار گاز تزریقی وارد شده به چاه افزایش می یابد. این عمل آن قدر ادامه می یابد تا اینکه حجم قابل توجهی از گاز داخل فضای حلقوی وارد چاه شود. این در حالی است که فشار درون فضای حلقوی همچنان روند کاهشی دارد. در این حال اگر نرخ تزریق گاز از حد معینی کمتر باشد افت فشار درون فضای حلقوی به سرعت جبران نشده، گاز کم فشار توانایی حرکت به درون

جدول ۱ | داده های مربوط به چاه های مورد مطالعه

چاه-۳	چاه-۲	چاه-۱		
۲۷/۱۸	۲۷/۵۸	۲۸/۷۰	API	چگالی نفت
۲/۲۹	۱/۸۷	۱/۹۲	PI, STB/d/psi	شاخص تولید
۳۶۹۴	۳۵۲۸	۳۲۳۸	PR, psi	فشار مخزن
۱۰/۶۴	۱۴/۰۱	۱۲/۱۹	WC, %	برش آب
۴/۴۹	۴/۶۸	۴/۵۵	IDt, in	قطر داخلی لوله مغزی
۱۰۹۶۶	۹۸۵۷	۹۲۰۷	Dw, ft	عمق چاه
۲۹۵/۱	۳۶۷/۰۸	۴۰۹/۲۰	P _{wip} , psi	فشار سر چاهی
۹۲۵۵	۶۷۷۳	۷۸۴۹	Dinj, ft	عمق تزریق
۰/۸۲	۰/۸۲	۰/۸۲	γ_{inij}	چگالی نسبی گاز تزریقی
۷/۵۶	۸/۲۵	۸/۴۸	ID _c , in	قطر داخلی لوله جداری
۴/۶۹	۴/۷۲	۴/۷۸	OD _c , in	قطر خارجی لوله مغزی
۴۷/۰۳	۵۴/۹	۴۷/۹	IFT, dyne/cm	کشش سطحی
۱/۰۸	۱/۰۶	۱/۰۳	γ_w	چگالی نسبی آب
۱۲۳/۴	۱۳۷/۴	۱۲۳/۳	T _{wip} , F	دمای سر چاهی
۰/۷۵	۰/۷۶	۰/۸۴	γ_g	چگالی نسبی گاز
۵۴۹	۵۷۳	۵۹۲	GLR, SCF/STB	نسبت گاز به مایع تولیدی
۲/۴۸	۲/۲۰	۱/۹۴	μ_o , cp	گرانروی نفت
۳۵۶	۲۸۸	۲۹۸	T _R , F	دمای مخزن
۴۳۵	۵۴۰	۵۱۰	P _b , psi	فشار نقطه ی حباب
۹۵۷۰	۶۹۶۰	۷۹۷۰	D _i , ft	عمق لوله مغزی
۵۳	۴۶	۴۲	A, ft ²	مساحت روزنه ی تزریق

q_{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_{lsc} : نرخ مایع تولیدی، scf/s

V_c : حجم فضای حلقوی، ft^3

V_t : حجم لوله مغزی، ft^3

ρ_{fi} : چگالی مایع در نقطه‌ی تزریق، lb/ft^3

ρ_{gi} : چگالی گاز در نقطه‌ی تزریق، lb/ft^3

ρ_{gsc} : چگالی گاز در شرایط استاندارد، lb/SCF

نکته‌ی مهم، توجه به یکاهای استفاده شده در روابط بالاست. اگرچه در نمودارهای این بخش از یکاهای رایج تر و ملموس تر استفاده شده اما در روابط اشیم برای اینکه مقدار F_1 و F_2 صحیح باشد باید از یکاهای ذکر شده استفاده نمود.

در جدول ۲- نرخ بهینه‌ی تزریق گاز برای سه چاه مذکور با مقدار

جدول ۲ مقایسه‌ی نرخ تزریق بهینه و حداقل نرخ تزریق مورد نیاز برای جلوگیری از ناپایداری		
شماره چاه	نرخ تزریق گاز بهینه (MMSCF)	نرخ تزریق گاز کمینه مورد نیاز برای جلوگیری از ناپایداری (MMSCF)
۱	۴۲۲/۶	۱/۲۱
۲	۹۷۷۵/۸	۵/۸۲
۳	۸۴۵/۴	۵/۶۵

جدول ۳ حدود متغیرهای چاه و مخزن برای چاه‌های فرضی این			
کمینه	بیشینه	واحد	کمیت
۲۳,۶۱	۳۴,۱۴	API	چگالی نفت
۱,۶۴	۲,۷۵	PI, STB/d/psi	شاخص تولید
۲,۹۲۳,۸۹	۴,۲۹۶,۰۰	PR, psi	فشار مخزن
۱,۳۹	۱۴,۹۵	WC, %	برش آب
۲,۷۵	۴,۸۷	IDt, in	قطر داخلی لوله مغزی
۸,۳۶۵,۹۲	۱۰,۸۸۴,۷۰	D_w , ft	عمق چاه
۲۰۷,۱۶	۵۴۳,۸۱	P_{wb} , psi	فشار سر چاهی
۳,۹۱۳,۱۲	۸,۴۹۱,۷۲	D_{inj} , ft	عمق تزریق
۰,۶۸	۰,۹۲	γ_{inj}	چگالی نسبی گاز تزریقی
۴,۳۷	۹,۸۵	ID_c , in	قطر داخلی لوله جداری
۲,۹۹	۵,۳۳	OD_c , in	قطر خارجی لوله مغزی
۵۰,۲۸	۶۴,۲۲	IFT, dyne/cm	کشش سطحی
۱,۰۰	۱,۱۲	γ_w	چگالی نسبی آب
۱۱۳,۸۴	۱۷۹,۶۸	T_{wb} , F	دمای سر چاهی
۰,۶۷	۰,۹۵	γ_g	چگالی نسبی گاز
۴۱۱,۹۷	۶۴۰,۳۴	GLR, SCF/STB	نسبت گاز به مایع تولیدی
۱,۹۷	۳,۵۴	μ_o , cp	گرانروی نفت
۲۰۲,۸۹	۳۱۴,۷۵	T_R , F	دمای مخزن
۴۳۲,۶۵	۶۴۸,۱۸	P_b , psi	فشار نقطه‌ی حباب
۶,۳۴۲,۹۶	۹,۳۱۹,۸۹	D_t , ft	عمق لوله مغزی
۲۰	۵۸	A, ft^2	مساحت روزنه‌ی تزریق

Bg: ضریب سازند گاز، ft^3/SCF

D: عمق تزریق، ft

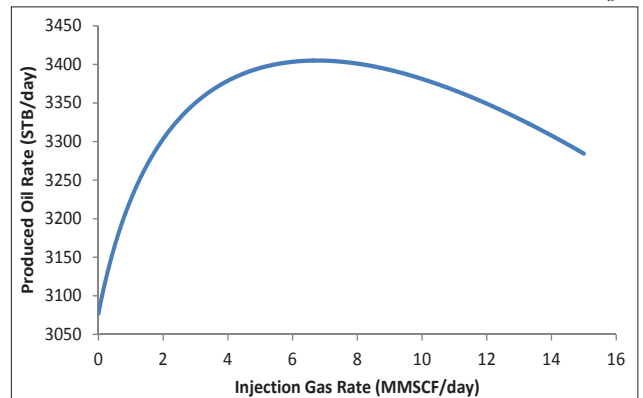
E: کارآیی (۰/۹)

F_1, F_2 : ضرایب اشیم

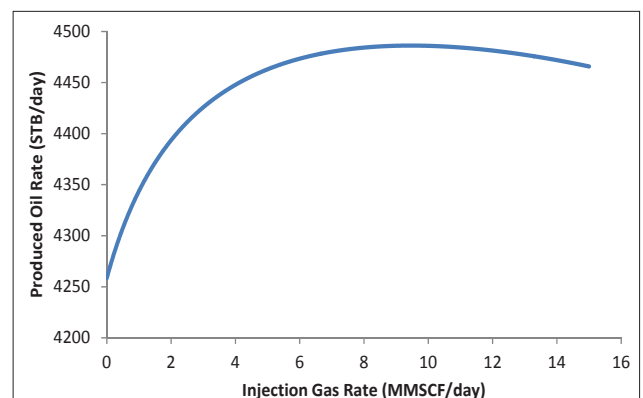
g: شتاب گرانش زمین، ft/s^2

J: شاخص بهره‌دهی $SCF/s/psi$

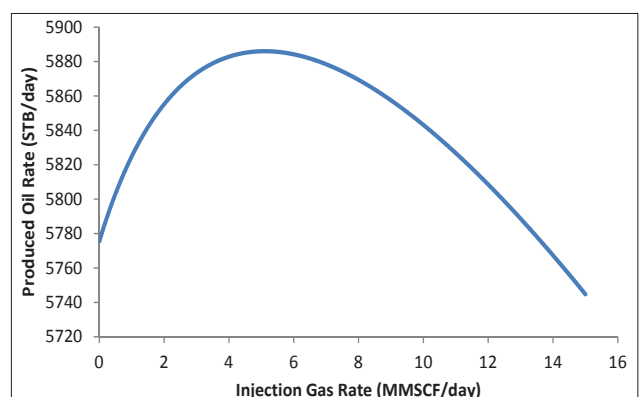
p_{ii} : فشار در نقطه‌ی تزریق، psi



شکل ۱ | نمودار نرخ نفت تولیدی چاه-۱ بر اساس افزایش نرخ گاز تزریقی



شکل ۲ | نمودار نرخ نفت تولیدی چاه-۲ بر اساس افزایش نرخ گاز تزریقی



شکل ۳ | نمودار نرخ نفت تولیدی چاه-۳ بر اساس افزایش نرخ گاز تزریقی

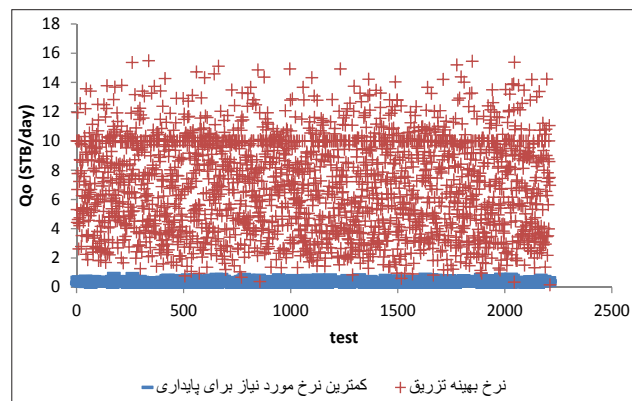
بهینه بسیار بیشتر از نرخ کمینه مورد نیاز برای جلوگیری از ناپایداری بود. بنابراین بدون در نظر گرفتن ناپایداری، نقطه‌ی بهینه‌ای که از نمودارهای بالا به دست می‌آید در حدود پایدار قرار دارد. اکنون این سؤال مطرح است که آیا همیشه نقطه‌ای که تولید را بیشینه می‌کند در حدود پایدار قرار دارد یا نه؟ برای این کار محاسبات بالا برای ۲۰۰۰ چاه فرضی تکرار شد. حدود تغییرات متغیرهای مخزن و چاه در این ۲۰۰۰ چاه در جدول ۳- ارائه شده است. نتایج بررسی‌ها نیز در شکل ۴- مشاهده می‌شود.

همان‌طور که در شکل دیده می‌شود اگرچه در بیشتر موارد نرخ بهینه‌ی تزریق در حدود پایدار است اما این مسأله کلی نیست و در مواردی هرچند نادر، نرخ تولید بهینه در حدود ناپایدار قرار می‌گیرد.

نتیجه‌گیری و پیشنهادها

- در این مطالعه پایدار جریانی در چاه فراآوری با گاز در حالتی که نرخ تزریق گاز سبب بیشترین نرخ تولید نفت شود بررسی گردید. در همین راستا چند چاه برای نمونه مورد بررسی قرار گرفت و ملاحظه شد که نرخ تزریق گاز در حالت بهینه، جریان چاه را به حالت پایدار رهنمون می‌شود.
- اینکه با مطالعه‌ی چند مورد نتیجه گرفته شود که نرخ تزریق گاز بهینه در حدود پایدار قرار دارد، درست نیست. در مواردی هرچند نادر، چاه‌هایی وجود دارند که نرخ تزریق بهینه‌ی آنها در حدود ناپایدار قرار دارد. بنابراین در همه‌ی مواردی که نرخ بهینه‌ی تزریق گاز در نظر گرفته می‌شود باید پایدار نیز مورد توجه قرار گیرد.
- در مواردی که نرخ تزریقی منجر به بیشترین نرخ تولید نفت، کمتر از حد لازم برای تولید بهینه باشد توصیه می‌شود نرخ تزریق برابر با حداقل نرخ لازم برای جلوگیری از ناپایداری قرار داده شود. زیرا اگرچه با افزایش نرخ تزریق تا این حد، مقدار تولید پیوسته کاهش می‌یابد اما از بروز ناپایداری و خسارات ناشی از آن جلوگیری به عمل می‌آید. ■

کمینه‌ی گاز مورد نیاز جهت جلوگیری از ایجاد جریان ناپایدار مقایسه شده است. لازم به ذکر است که عملیات با نرخ تزریق تقریباً برابر صفر آغاز و پایداری جریان بررسی می‌شود که در این نرخ، معادله‌ی اشیم جریان ناپایدار را نشان می‌دهد. با افزایش نرخ تزریق، دوباره پایداری جریان بررسی گردید و سپس بار دیگر نرخ تزریق افزایش یافت. نخستین نقطه‌ی یافت شده که در آن نرخ تزریق جریان، پایدار بود به عنوان کمینه‌ی نرخ تزریق جهت پایداری جریان در نظر گرفته شد. در هر سه چاه مورد بررسی در این مطالعه، در نرخ تزریق لازم برای پایداری، F1 اندکی بیش از مقدار یک افزایش پیدا کرد و به دلیل آنکه همین یک مورد برای پایداری جریان کافی است، الگوریتم، مقدار F2 را محاسبه نکرد. لازم به ذکر است که اگر F1 کوچکتر از یک باشد نمی‌توان درباره‌ی پایداری و ناپایداری جریان اظهار نظر کرد و باید F2 نیز محاسبه شود. نرخ تزریق گاز بهینه نیز که در جدول ۲- ارائه شده با توجه به نمودارها به دست آمده است. همان‌گونه که در این جدول مشاهده می‌شود در این سه مورد نرخ تزریق



۴ | مقایسه‌ی نرخ تزریق بهینه و کمترین نرخ تزریق مورد نیاز جهت جلوگیری از ناپایداری برای چاه‌های مختلف

پانویس‌ها

¹khamehchi@aut.ac.ir
²Gilbert
³Packer
⁴Bertuzzi

⁵Gruppung
⁶Fitermann
⁷Harald
⁸Asheim

⁹Belick
¹⁰Alhanati
¹¹Gislo

منابع

- [1] Boisard, O. M. (2002). Automated Well Control Increases Performance Of Mature Gas Lifted Fields. International Petroleum Exhibition And Conference (Pp. 1316-). Abu Dhabi: SPE.
- [2] 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.
- [3] 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.
- [4] Eikrem, G. O., Aamo, O., & Foss, B. (2006). Stabilization Of Gas-Distribution Instability In Single Point Dual Gas Lift Wells. SPEPO .
- [5] Eikrem, G. O., Aamo, O. M., A., B., & Foss. (2008). On Instability In Gas Lift Wells And Schemes For Stabilization By Automatic Control. Spe Journal .
- [6] Poblano, E., Camacho, R., & Fairuzov, Y. (2005). Stability Analysis Of Continuous-Flow Gas Lift Wells. SPEPF .
- [7] Jansen, B. (1999). Automatic Control Of Unstable Gas Lifted Wells. SPE Annual Technical Conference And Exhibition. Houston: SPE.
- [8] Asheim, H. (1988). Criteria For Gas-Lift Stability. SPE .