

key words

Temperature Changes

Stress

Casing

Tubing

Completion

Production

Temperature Changes in Oil Wells and Its Effect on Tubulars Stress Condition

Aminollah Payvand¹, Mohammad Fazaelizadeh^{2*}

1. Department of Petroleum Engineering, Faculty of Chemical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran
2. Department of Petroleum Engineering, Faculty of Chemical Engineering, Tarbiat Modares University, Tehran, Iran

Abstract

Research subject: Prediction of the wellbore temperature during the downhole operations and its effects on the stress condition of the tubulars is one of the important factors in design of the completion, production and stimulation operations in oil and gas wells. Temperature changes during the life of the well can change the stress condition of the pipes inside the well, such as the tubing and the casing, and cause problems such as wellhead displacement or buckling of the tubulars, which is dangerous in both terms of safety of the well and personnel and it can also be economically inefficient.

Research approach: In this study, various operations during the life of a well such as running the completion string, production start-up, the well shut in, acid injection and other common operations in oil wells were simulated in a practical order. Temperature changes during these operations and their effect on the stress condition of the wellbore casing and tubing were investigated.

Main results: The results showed that long-term production of the well causes the most temperature changes in the well. This increase in temperature reached a maximum value at a depth of 430 ft, which is the mud line depth. Further, because the pipe is fixed, it buckles and creates torque at deeper well depths. The results also showed that the time required for the temperature to be completely stable is about a few months, and this should be taken into account in the tubing pressure test analysis.

*To whom correspondence should be addressed:
m.fazaelizadeh@modares.ac.ir

پژوهش‌های کاربردی مهندسی شیمی - پلیمر

فصلنامه علمی - پژوهشی بین رشته‌ای
سال پنجم، شماره ۳، نسخه ۱
پاییز ۱۴۰۰، صفحه ۱۲-۳

تغییرات دمایی در چاه‌های نفت و تأثیر آن بر روی وضعیت تنش لوله‌ها

امین اله پیوند^۱، محمد فضائلی زاده^{۲*}

۱- کارشناس ارشد، دانشگاه تربیت مدرس، دانشکده مهندسی شیمی، گروه مهندسی نفت

۲- استادیار، دانشگاه تربیت مدرس، دانشکده مهندسی شیمی، گروه مهندسی نفت

چکیده

پیش‌بینی دمای چاه هنگام عملیات درون‌چاهی و تأثیراتی که بر روی لوله‌ها و وضعیت تنش وارد بر آن‌ها دارد یکی از موارد مهم در طراحی عملیات تکمیل، تولید و تحریک چاه‌های نفت و گاز می‌باشد. تغییرات دمایی در طول عمر چاه می‌تواند باعث تغییر در وضعیت تنش لوله‌های درون‌چاهی مانند لوله تولیدی و لوله جداری شده و مشکلاتی از قبیل جابجایی تاج چاه و یا کمانش (Buckling) لوله را ایجاد کند که هم از لحاظ ایمنی چاه و کارکنان و هم از لحاظ اقتصادی می‌تواند زیان‌بار باشد. در این مطالعه عملیات مختلف تکمیل، تولید و تحریک در طول عمر یک چاه مانند راندن رشته تکمیل چاه، شروع تولید، بستن چاه، تزریق اسید و دیگر عملیات رایج در چاه‌های نفت با ترتیبی کاربردی شبیه‌سازی شدند. تغییرات دمایی ایجاد شده در طی این عملیات و تأثیر آن‌ها بر روی وضعیت تنش لوله جداری و لوله تولیدی پیش‌بینی و مورد بررسی قرار گرفت. نتایج نشان دادند که تولید درازمدت از چاه بیشترین تغییرات دمایی را در چاه ایجاد می‌کند. این افزایش دما در عمق ۴۳۰ فوتی از چاه که همان عمق mud line می‌باشد به حداکثر مقدار خود رسیده و به دلیل ثابت بودن لوله باعث کمانش آن و ایجاد گشتاور در عمق‌های پایین شده است. هم‌چنین به دلیل تغییرات طول لوله با دما و با گذشت زمان، زمان لازم برای رسیدن دمای لوله تولیدی به حالت پایدار جهت انجام آزمون‌های فشار بر روی لوله تولیدی حدود چند ماه می‌باشد و این نکته باید در آنالیز آزمون فشار لوله تولیدی لحاظ شود.

کلمات کلیدی

تغییرات دمایی

تنش

لوله جداری

لوله تولیدی

تکمیل

تولید

*مسئول مکاتبات:

m.fazaelizadeh@modares.ac.ir

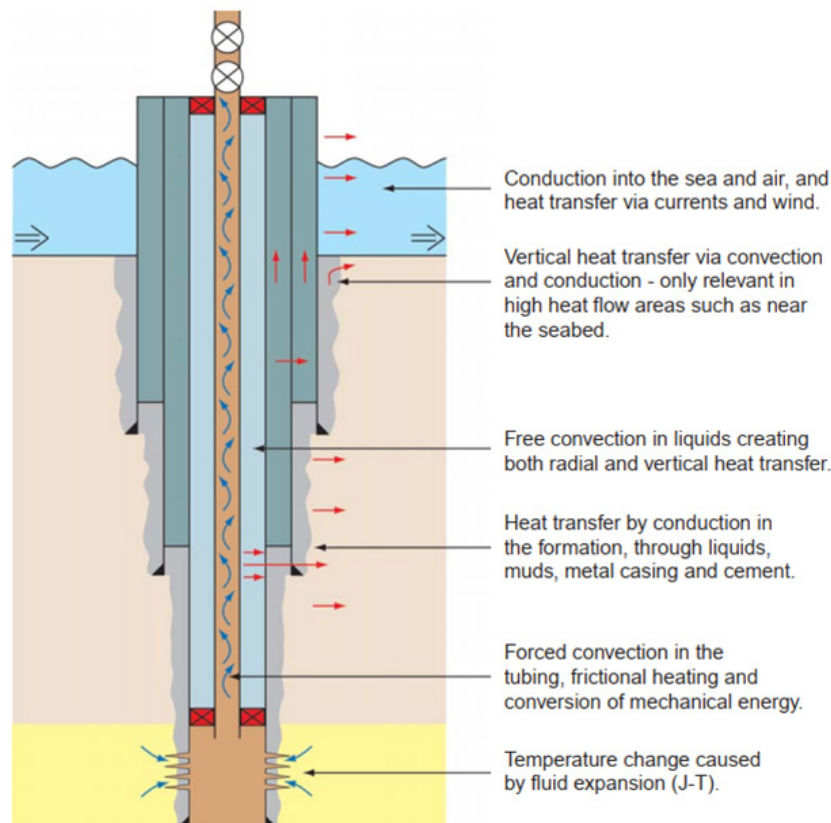
۱-مقدمه

دما به‌ویژه در چاه‌های فشاربالا-دمابالا، چاه‌های عمیق فراساحلی و چاه‌های دارای نفت سنگین به دلیل تأثیراتی که بر روی شیمی تولید، تضمین جریان (Flow Assurance)، انتخاب مواد مورد استفاده در لوله‌ها، الاستومرها و وضعیت تنش لوله‌ها دارد نقش بسیار مهمی در طراحی ایمن و مؤثر چاه دارد. در شکل ۱ منابع انتقال حرارت در یک چاه فراساحلی نشان داده شده است.

یکی از موارد رایج خرابی لوله جداری بر اثر تنش گرمایی ناشی از تحریک چاه با استفاده از تزریق متناوب بخار به چاه می‌باشد. در این عملیات پروسه گرما دادن و سرد کردن متناوب چاه باعث می‌شود که در بازه‌ای از لوله جداری که سیمان به‌خوبی به سازند یا جداری قبلی متصل نشده است تنش‌های باقی‌مانده (کششی) ایجاد شود. این تنش‌های باقی‌مانده ظرفیت ترکیدگی لوله جداری را کاهش می‌دهند. همچنین در این بازه ممکن است سیالاتی در پشت لوله جداری به دام افتاده باشند که ممکن است سیالات قبلی باشند که به‌خوبی جابجا نشده‌اند و یا آب آزادشده از سیمان باشند. بنابراین، در مرحله گرمایش بعدی، این مایع منبسط می‌شود و ممکن است باعث ترک‌خوردگی لوله جداری شود [۱]. مدل‌سازی و شبیه‌سازی

در فرآیندهای حفاری، تولید و ازدیاد برداشت نفت از موضوعات موردعلاقه محققین در مهندسی نفت می‌باشد که باعث افزایش دقت در طراحی‌ها و جلوگیری از تحمیل هزینه‌های اضافی می‌شود. شهریار و همکاران [۲] آنالیز جامعی از طراحی یکپارچگی لوله تولیدی و جداری در شرایط پیچیده، نرخ جریان بالا و شرایط فشاربالا-دمابالا ارائه دادند که شامل عملیات تحریک، تولید و افزایش بازیافت نفت در طول عمر چاه بود. نتایج نشان داد که تغییرات دما و فشار در طول عملیات به‌طور کاملاً واضحی بر روی تنش‌های وارد بر لوله تأثیرگذار است.

به‌طور مشابه، کارپنتر [۳] روشی برای آنالیز تنش‌های گرمایی وارد بر لوله‌ها در چاه‌های دما-فشار بالا ارائه داد. گرمایش لوله جداری، به‌عنوان مثال با بازگشت سیال حفاری به سطح، باعث انبساط آن می‌شود. این امر باعث می‌شود که تنش محیطی در سیمان بیشتر کششی باشد تا اینکه تراکمی باشد. سرمایش لوله جداری با تزریق سیال سرد به درون چاه، عکس حالت قبل را باعث می‌شود. این تغییرات تنش ممکن است باعث ایجاد ترک‌خوردگی (Crack) شعاعی یا از بین بردن اتصال لوله جداری-سیمان و یا سیمان-سنگ شود. شبیه‌سازی المان محدود به‌منظور برآورد مقدار تنش در سیمان ناشی از تغییر دما در قسمت داخلی



شکل ۱. منابع انتقال حرارت در یک چاه فراساحلی [۵]
Figure 1 Heat transfer mechanisms.

جدول ۱. روش‌های حل عددی معادلات گرما در شبیه‌ساز
Table 1. Numerical methods of heat equations in the simulator

Model	Formulation	Solution Method
Thermal	Flow Stream: Heat Balance	Alternating Direction Implicit
	Wellbore: Heat Balance	Implicit Radially Explicit Vertically
	Formation: Fourier	Finite Difference Implicit Radially Explicit Vertically

تغییرات دمایی لوله تولیدی می‌تواند به کمانش لوله تولیدی منجر شود. پیش‌بینی و محاسبات کمانش به چندین دلیل ضروری است. تنش‌های خمشی ناشی از کمانش لوله ممکن است باعث تغییر شکل دائمی و پیچ خوردن (Corkscrew) لوله گردد که باید از آن جلوگیری شود. از طرفی برای توپک (Packer) ثابت، تخمین غیردقیق جابجایی لوله تولیدی ممکن است باعث ایجاد اشتباه محاسباتی در نیروهای محوری گردد که باعث طراحی غیرمطمئن می‌شود [۷]. الملحم و همکاران نیز در مطالعه‌ای، جابجایی تاج چاه در یک چاه گازی فشاربالا-دمابالا در اثر تغییرات دمایی و نحوه رفتار آن پس از یک چرخه سرد و گرم شدن چاه و چگونگی تأثیر آن بر فشار فضاهای دالیز (Annulus) را

لوله جداری توسط لاوروف و همکاران [۴] انجام شد. آن‌ها نشان دادند که داشتن فرمولاسیون‌های سیمانی که منجر به کاهش مدول یانگ (Young Modulus) و مقاومت کششی بالاتر سیمان در هنگام سخت شدن شود، سودمند است.

تنش‌های ناشی از تغییرات دمایی چاه می‌توانند شدید و حیاتی باشند و در صورت عدم شناسایی صحیح به از بین رفتن یکپارچگی چاه و آسیب به تجهیزات سطح منجر می‌شوند. در یک مورد در سال ۲۰۰۰ در روسیه و در یک چاه فراساحلی، تاج چاه به دلیل بریدگی یکی از پین‌ها در حین تزریق گاز و تنش گرمایی ایجاد شده درون چاه به اندازه حدود ۲ ft و تا نزدیکی میله پلتفرم (Platform) بالا آمد.

جدول ۲. عملیات انجام شده بر روی چاه بعد از گذشت ۳۷۵ روز از عملیات سیمان‌کاری و جزئیات آن‌ها
Table 2. Operations performed on the well after 375 days of cementing operations and their details

	Operation
1	Bullhead Squeeze Cementing
2	Circulate 12.5PPG OBM
3	Displace Completion Fluid
4	Spot Cement Plug
5	Pull Out WS/Run Completion
6	Production Start Up
7	Shut-In after Initial Production
8	Stimulation Job_01
9	Shut-In after Stim_01
10	One Year Production
11	Shut-In after One Year Production
12	Stimulation Job_02
13	Shut-In after StimJob_02
14	Gas Lift of Depleted Zone
15	Acid Fracturing Job
16	Coil Tubing Clean Up

بررسی کردند [۸]. گو و همکاران نیز تأثیر نرخ تولید و زاویه انحراف چاه را بر روی تنش‌های وارد بر لوله تولیدی در یک چاه گازی دمابالا بررسی نمودند [۹].

۲- روش‌ها

در این مطالعه شبیه‌سازی به‌وسیله نرم‌افزار WELLCATTM، یکی از ماژول‌های نرم‌افزار لندمارک انجام شد. این نرم‌افزار یک مجموعه برنامه یکپارچه است که هم دما و فشار موجود در چاه را پیش‌بینی می‌کنند و هم تنش‌ها و تغییر شکل (از جمله کمانش) در لوله تولیدی و لوله جداری را تجزیه و تحلیل می‌کنند. از قابلیت‌های اساسی این نرم‌افزار می‌توان به مدل‌سازی دقیق دما، تجزیه و تحلیل قابل اعتماد، طراحی چاه و تحلیل تنش و حرکت لوله‌ها اشاره کرد. ماژول‌های WELLCATTM شامل حفاری، تولید، لوله تولیدی، لوله جداری و چند رشته‌ای می‌باشند که هر کدام قابلیت‌های ویژه‌ای دارد. روش‌های حل عددی معادلات گرما در شبیه‌ساز در جدول ۱ نمایش داده شده است [۱۰].

شبیه‌سازی تغییرات دمایی در ماژول تولید نرم‌افزار و شبیه‌سازی آنالیز تنش لوله جداری و لوله تولیدی نیز در ماژول‌های لوله جداری و لوله تولیدی انجام گرفت.

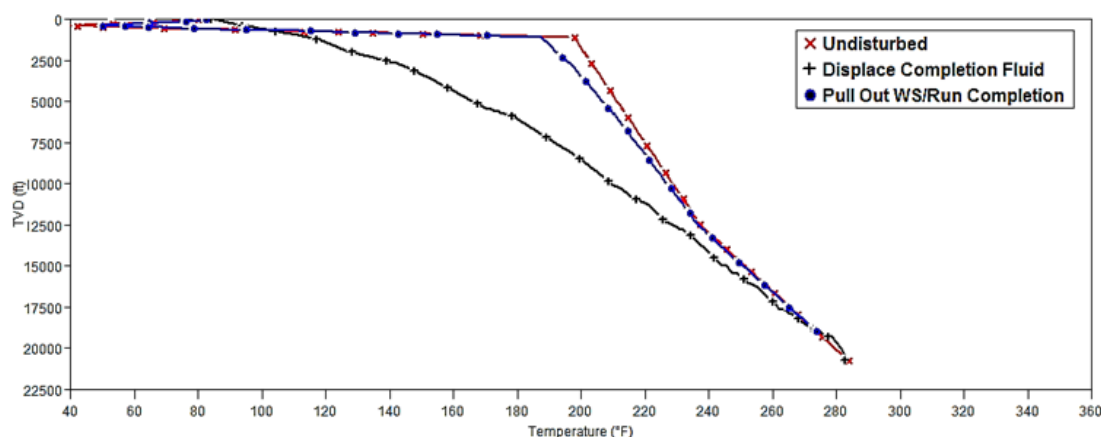
۳- نتایج

در شکل ۲ نمایی از دمای دست‌نخورده چاه (Undisturbed Temperature)، تغییرات دمایی چاه بعد از جابجایی سیال حفاری با سیال تکمیل چاه و بعد از بیرون کشیدن رشته و راندن چاه نشان داده شده است. همان‌طور که از این شکل مشخص است چرخش سیال تکمیل چاه در طول عملیات جابجایی سیال باعث پایین آمدن دمای چاه

شده است. این پدیده به دلیل ظرفیت گرمایی بالاتر سیال تکمیل چاه نسبت به سیال حفاری می‌باشد؛ چراکه از سیال شفاف (Clear Brine) به‌عنوان سیال تکمیل چاه استفاده شده است. با بیرون کشیدن رشته ابزار و راندن لوله تولیدی، چاه دوباره گرم شده و به دمای اولیه و دست‌نخورده خود نزدیک می‌شود؛ بنابراین استفاده از دمای دست‌نخورده به‌عنوان شرایط اولیه برای آنالیز تنش در لوله‌ها دارای دقت قابل قبولی می‌باشد.

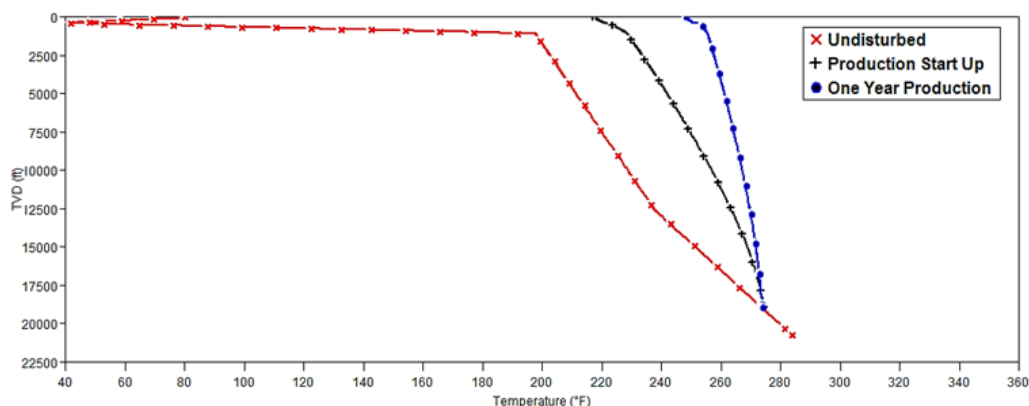
در شکل ۳ نمایه دمای دست‌نخورده، تغییرات دمایی بعد از شروع تولید به مدت دو روز و بعد از تولید درازمدت (یک سال) از چاه نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود بعد از شروع تولید دمای چاه افزایش پیدا کرده است و با گذشت زمان این مقدار افزایش دما بیشتر شده است. به‌طوری‌که اختلاف دمای در عمق ۴۳۰ ft در شروع تولید و بعد از یک سال تولید حدود ۳۰ °F می‌باشد. این افزایش دما به دلیل ورود سیال گرم از داخل مخزن به درون چاه می‌باشد که این گرما به لوله‌های درون‌چاهی نیز منتقل می‌شود. افزایش نرخ تولید نیز با افزایش نرخ انتقال حرارت باعث افزایش دمای چاه می‌شود. همان‌طور که در شکل ۴ مشاهده می‌شود با افزایش ۲ برابری نرخ تولید و مقایسه آن با شکل (۳) میزان افزایش دما به‌طور محسوس بیشتر شده است، به‌طوری‌که اختلاف دما در ارتفاع مربوط به مسیر گل برگشتی (Mud line) بعد از تولید به مدت یک سال به مقدار حدود ۴۴ °F رسیده است که نزدیک به ۵۰٪ افزایش داشته است؛ بنابراین هنگام تصمیم‌گیری برای افزایش تولید حتماً باید به تغییرات دمایی محسوس ایجادشده توسط آن توجه داشت.

همان‌طور که در شکل ۵ نشان داده شده است، با تولید



شکل ۲. نمایه دمای دست‌نخورده چاه، تغییرات دمایی چاه بعد از جابجایی سیال حفاری با سیال تکمیل چاه و بعد از بیرون کشیدن رشته و راندن تجهیزات تکمیل چاه

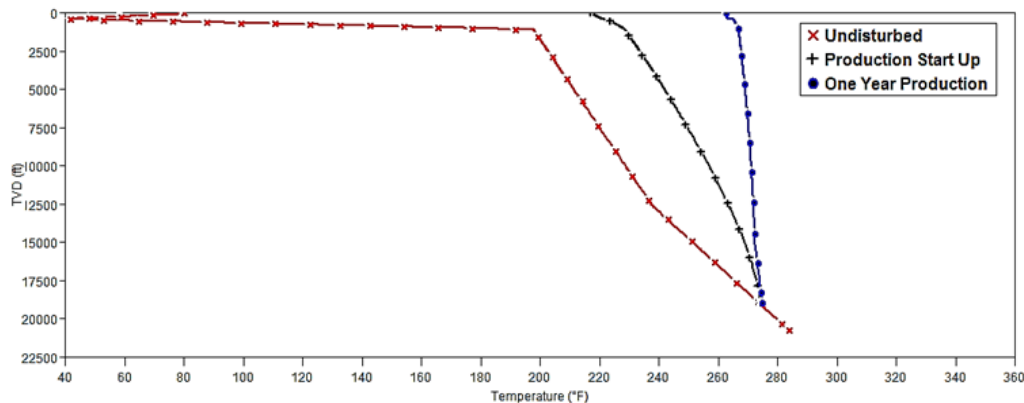
Figure 2. Undisturbed temperature profile, wellbore temperature after completion fluid displacement and after pull out the string / running completion



شکل ۳. پروفایل دمای دست نخورده، تغییرات دمایی بعد از شروع تولید به مدت دو روز و بعد از تولید درازمدت (یک سال) از چاه
Figure 3. Undisturbed temperature profile, wellbore temperature after initial production (2 days) and after the long-term production (1 year)

که در شکل ۶ (ب) پیداست اگرچه دمای سیال تولیدی به سرعت افزایش پیدا می‌کند ولی برای اینکه به تعادل کامل برسد به ماه‌ها زمان نیاز دارد. در شکل ۷ تغییرات دمایی لوله‌های مورد استفاده در چاه شامل لوله تولیدی و جداری بعد از یک سال تولید از چاه نشان داده شده است. در تمام لوله‌ها بعد از عمق مربوط به مسیر برگشت گل شاهد افزایش سریع دما هستیم. این افزایش دمای زیاد می‌تواند باعث افزایش طول محوری لوله‌ها و کماتش آن‌ها گردد. اگر فضای حلقوی بین لوله‌ها از سیال پر شده باشد و فشار خارجی نیز اعمال نشود، این افزایش دما می‌تواند

یک‌ساله از چاه دمای آن افزایش یافته است و بلافاصله بعد از قطع تولید، چاه سرد شده است ولی دمای آن هنوز از دمای دست‌نخورده چاه بیشتر می‌باشد. بنابراین بعد از تولید درازمدت از چاه از دمای دست‌نخورده نمی‌توان به عنوان شرایط اولیه در آنالیز تنش لوله‌ها و یا دیگر محاسبات استفاده نمود. همچنین مشاهده می‌شود که بعد از تحریک چاه و با تزریق اسید به درون آن دما به طور محسوسی کاهش یافته و از دمای دست‌نخورده چاه کمتر می‌شود. بعد از قطع تزریق به درون چاه و بستن چاه دوباره افزایش یافته و به دلیل انتقال گرمای شعاعی رسانش در طول تولید

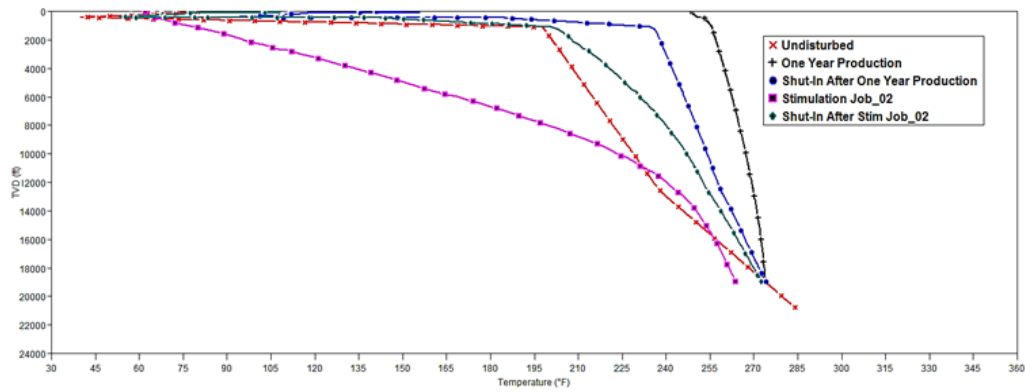


شکل ۴. تأثیر افزایش نرخ تولید بر دمای چاه
Figure 4. Effect of flow rate increase on wellbore temperature

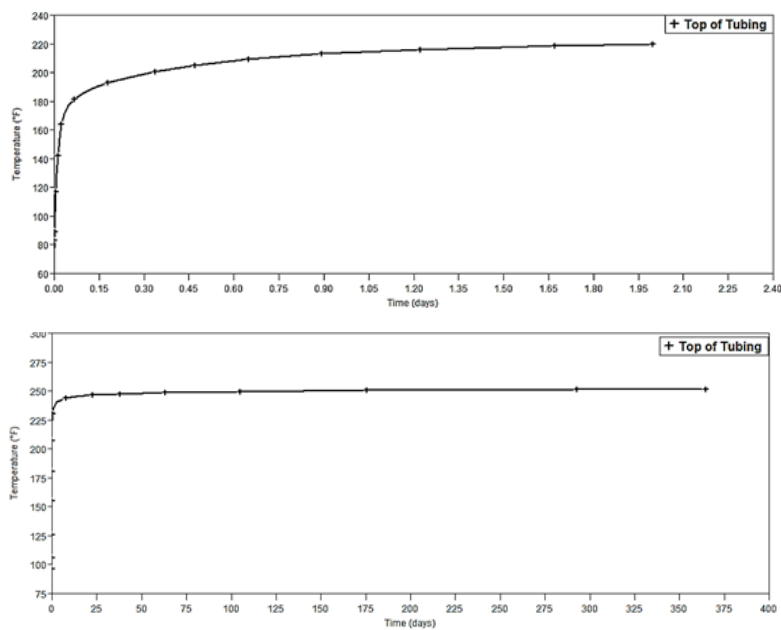
منجر به انبساط سیال موجود در این فضا گردد که باعث افزایش فشار زیاد و ایجاد مشکل می‌گردد. در شکل ۸ نمودار میله‌ای تغییرات طول لوله پس‌آویز تولیدی (Production tieback casing) (لوله جداری شماره ۴- در شکل ۷) ناشی از تغییرات دمایی بعد از یک سال تولید و بعد از عملیات شکافت نشان داده شده است. همان‌طور که مشاهده می‌شود عملیات تولید سیال گرم به دلیل افزایش دمای چاه و به تبع آن افزایش دمای لوله باعث افزایش طول لوله و عملیات شکافت به وسیله سیال سرد باعث کاهش طول لوله

درازمدت دمای چاه دوباره از دمای دست‌نخورده بیشتر می‌شود.

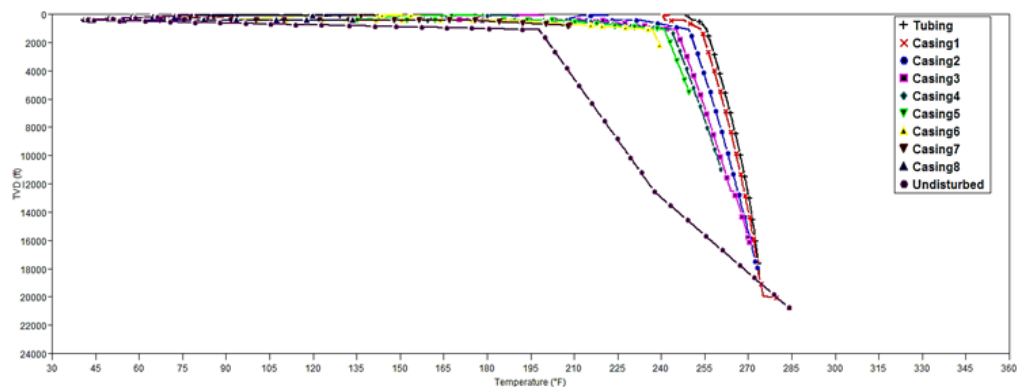
به منظور بررسی دقیق آزمون تولید در تجهیزات درون‌چاهی مانند لوله تولیدی که دارای محدودیت‌های دمایی می‌باشند، زمان انجام این آزمون باید هنگامی باشد که دما به حالت پایدار رسیده باشد. در شکل ۶ (الف) تغییرات دمای لوله تولیدی با گذشت زمان قابل مشاهده است و همان‌طور که نشان داده شده است بعد از گذشت یک روز از تولید دمای لوله تولیدی به حالت پایدار نرسیده است و تولید باید ادامه یابد. همان‌گونه



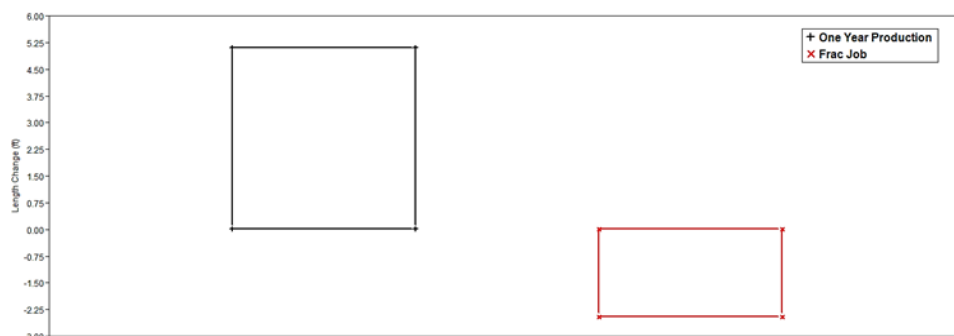
شکل ۵. پروفایل دمای دست نخورده، تغییرات دمایی بعد از تولید درازمدت (یک سال)، بستن چاه، تحریک چاه و بستن دوباره چاه
Figure 5. Undisturbed temperature profile, wellbore temperature after the long-term production (1 year), subsequent shut-in, 2nd stimulation job and shut-in the well again



شکل ۶ تغییرات دمای لوله تولیدی با گذشت زمان از شروع تولید در مقیاس چند (الف) روز (ب) ماه
Figure 6. Tubing temperature changes over time from the start of production after several (a) days (b) months



شکل ۷. تغییرات دمایی لوله‌های مورد استفاده در چاه بعد از یک سال تولید
Figure 7. Temperature changes of wellbore tubulars after one year of production



شکل ۸. نمودار میله‌ای تغییرات طول لوله پس‌آویز تولیدی (لوله جداری-۴ در شکل ۷) ناشی از تغییرات دمایی بعد از یک سال تولید و بعد از عملیات شکاف‌زنی

Figure 8. Bar chart of length changes in the production tieback casing (casing_4 in Figure 7) after one year of production and after the acid fracturing job

جدول ۳. تغییرات طول لوله پس‌آویز بعد از یک سال تولید

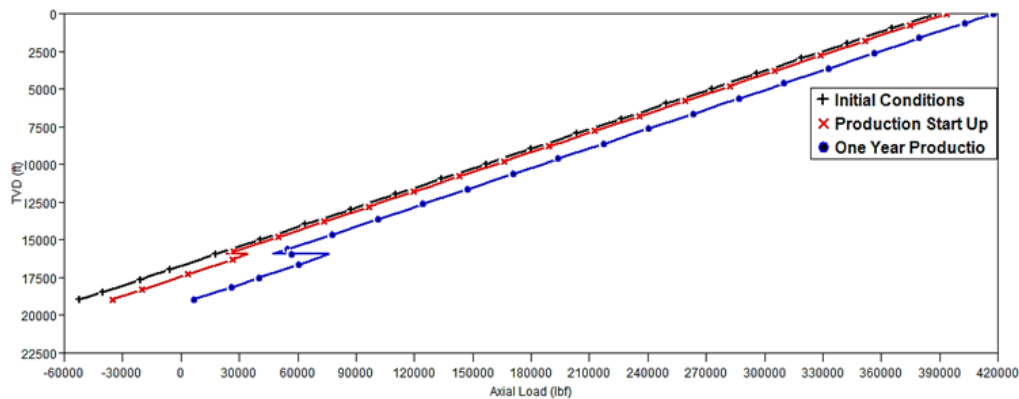
Table 3. Length changes of production tieback casing after one year of production

Measured Depth(ft)		Hook's Law (ft)	Buckling (ft)	Ballooning(ft)	Thermal(ft)	Total(ft)	Buckled Length(ft)
Top	Bottom						
30.1	15500	-3.02	-0.02	-2.05	5.1	0.00	3864.5

جدول ۴. مقادیر نیروهای وارد بر لوله پس‌آویز بعد از یک سال تولید

Table 4. Applied loads on production tieback casing after one year of production

Measured Depth(ft)	Axial Load(lbf)	Dogleg (/100ft)	Torque(ft-lbf)
2000	321625	0.00	0.00
3000	289625	0.00	0.00
4000	257625	0.00	0.00
5000	225625	0.00	0.00
6000	193625	0.00	0.00
7000	161625	0.00	0.00
8000	129625	0.00	0.00
9000	97625	0.00	0.00
10000	65625	0.00	0.00
11000	33625	0.00	0.00
12000	1625	0.21	0.6
12500	14375-	0.5	2.2
13000	30375-	0.79	4.3
13500	46375-	1.08	6.9
14000	62375-	1.37	9.8
14500	87375-	1.67	13.1
15000	94375-	1.96	16.7
15499	110375-	2.25	20.5
15500	149585-	0.00	0.00
16000	158285-	0.00	0.00



شکل ۹. نیروهای محوری وارد بر روی لوله تولیدی در شروع تولید و بعد از یک سال تولید
Figure 9. Applied axial loads on tubing at production Start-Up and One Year Production

استفاده می‌شود. بعد از جابجایی سیال حفاری با سیال تکمیل چاه به دلیل چرخش سیال سرد درون چاه و ظرفیت گرمایی بیشتر سیالات تکمیل چاه دمایی چاه کاهش می‌یابد. با بیرون کشیدن رشته ابزار و راندن لوله تولیدی، چاه دوباره گرم شده و به میزان زیادی به دمایی اولیه و دست‌نخورده خود نزدیک می‌شود.

تولید سیال به دلیل ایجاد گرما، به‌خصوص در بالای چاه و نزدیک عمق بازگشت گل به دلیل آزاد شدن گاز گرم ناشی از کاهش فشار، باعث افزایش دما می‌شود. میزان این افزایش دما با گذشت زمان و با افزایش نرخ تولید افزایش می‌یابد.

بعد از تولید درازمدت از چاه هنگامی که عملیات تحریر چاه به‌وسیله تزریق سیال انجام می‌شود دمایی چاه کاهش می‌یابد ولی بعد از بستن چاه به دلیل انتقال حرارت رسانش ناشی از تولید درازمدت دمایی چاه همچنان از دمایی دست‌نخورده بیشتر می‌باشد.

به دلیل تغییرات طول لوله با دما و با گذشت زمان، جهت انجام آزمون‌های فشار بر روی لوله تولیدی دمایی لوله تولیدی باید به حالت پایدار رسیده باشد. نتایج نشان دادند زمان لازم برای اینکه دما کاملاً پایدار شود در حدود چند ماه می‌باشد و این باید در آنالیز آزمون فشار لوله تولیدی لحاظ شود.

افزایش دمایی لوله جداره بعد از عملیات تولید درازمدت در صورتی که لوله ثابت نباشد باعث تغییر طول لوله و خرابی تجهیزات سطحی و در صورت ثابت بودن لوله باعث کم‌انرژی آن، ایجاد گشتاور، خرابی اتصالات لوله و از بین بردن یکپارچگی چاه و سیمان می‌شود.

افزایش دمایی لوله تولیدی ناشی از تولید سیال گرم باعث افزایش تنش کششی وارد بر لوله می‌گردد.

این تغییرات طول ممکن است باعث خرابی لوله و یا سیمان-کاری گردد. البته همان‌طور که در جدول ۳ نشان داده شده است بعد از یک سال تولید به دلیل اینکه لوله از بالا (تاج چاه) و پایین (سیمان) ثابت می‌باشد، تغییرات کلی طول لوله صفر بوده و فقط باعث ایجاد تمایل به کم‌انرژی در لوله از بالای سیمان تا نقطه خنثی می‌شود.

جدول ۴ نشان‌دهنده مقادیر نیروهای وارد بر لوله پس‌آویز تولیدی می‌باشد. از عمق بالای سیمان (۱۵۵۰۰ ft)، به میزان ۳۸۶۴۵ ft از لوله دچار کم‌انرژی شده است و لوله در این محدوده تحت فشار قرار دارد (علامت منفی نیرو). همچنین در این محدوده سگ‌پائی و گشتاور ایجاد شده است. میزان نیروی اضافی محاسبه‌شده برای بلند کردن لوله و به‌منظور جلوگیری از کم‌انرژی، ۱۲۸۵۷۴ lbf می‌باشد.

نیروهای محوری وارد بر روی لوله تولیدی نیز در شکل ۹ نشان داده شده است. از شروع تولید از چاه تا بعد از یک سال تولید از آن، نیروی کششی وارد بر لوله تولیدی به اندازه ۲۵۰۰۰ lbf افزایش یافته است و تمام قسمت‌های لوله تحت کشش می‌باشند. درحالی که در ابتدای تولید حدود ۲۵۰۰ ft از لوله تحت فشار قرار داشت.

۴- نتیجه‌گیری

در این مطالعه با استفاده از شبیه‌ساز WELLCATM تغییرات دمایی ایجادشده در طول عملیات مختلف تکمیل، تولید و تحریر یک چاه و تأثیر آن بر وضعیت تنش لوله جداره و لوله تولیدی درون چاه مورد بررسی قرار گرفت. در ادامه به مهم‌ترین نتایج به‌دست‌آمده اشاره می‌شود.

دمای دست‌نخورده چاه معمولاً به‌عنوان شرایط اولیه دمایی در آنالیز تنش لوله‌های جداره و لوله تولیدی

مراجع

- [1]. Placido J.C., Ademar P., Paulo L., Pasqualino I. and Estefen S., Stress-analysis of casing string submitted to cyclic steam injection, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering, 1(1) ,9-1 ,1997.
- [2]. Shahreyar N. and Finley D., Importance of thermal/stress loading analysis for tubulars in HPHT wells. Offshore Technology, ,10-1 ,2014 1)1).
- [3]. Carpenter C., Thermal/stress-loading analysis for tubulars in HP/HT Wells, Journal of Petroleum Technology, 06)66 ,111-108 ,2014).
- [4]. Lavrov A. and Torsæter M., Thermal Stresses in Annular Cement: Physics and Mechanics of Primary Well Cementing, SpringerBriefs in Petroleum Geoscience & Engineering, -10 ,2016 1)1 ,93).
- [5]. Bellarby J., Well completion design, Elsevier, Oxford, Vol. 56, NO. 2009 ,284-275 ,1:.
- [6]. Liang Q., Casing Thermal Stress and Wellhead Growth Behaviors Analysis, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, October 2012.
- [7]. Mitchell R.F., Tubing Buckling:The State of the Art, SPE Drilling & Completion, -361 ,2008 04)23 ,370).
- [8]. Almulhe K., Masic Z., Thuwaibi M. and Adesegha R., Temperature Effect on HP Gas Well Integrity: Thermal Wellhead Growth Challenges and Solutions, SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Virtual, November 2020.
- [9] Guo X., Liu J., Dai L., Huang L., Wei A., Fang D. and Zeng L., Safety evaluation method of tubing strings in high-pressure, high-temperature and high-yield gas wells based on FIV analysis, Engineering Failure Analysis, ,105-44 ,120 2021.
- [10] Landmark, A Halliburton Company, WellCAT manual, Landmark Graphics Corporation, 2003.