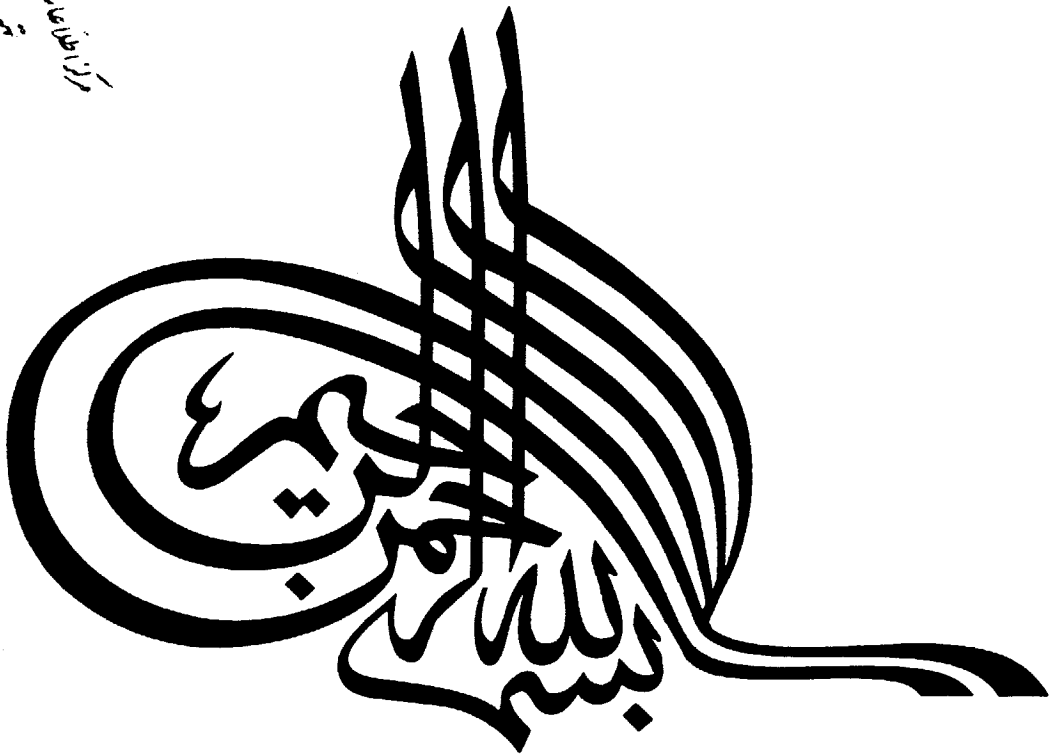




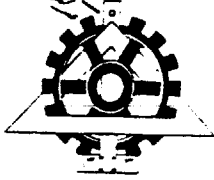
روزنامه اطلاعات تهران
تیرماه ۱۳۴۱



۱۳۸۰ / ۷ / ۳۰

دانشگاه تهران

دانشکده فنی



۱۳۸۰ / ۷ / ۳۰

بایان نامه جهت دریافت کارشناسی ارشد در مهندسی شیمی - مخازن هیدروکربوری

موضوع:

بهینه سازی سیستمهای جمع آوری، تفکیک و تقویت فشار گاز
در میدان گازی جنوب

014952

۳۸۱۹۱

تهیه و تنظیم: شهاب گرامی

استاد مشاور

دکتر منوچهر حقیقی

استاد راهنما

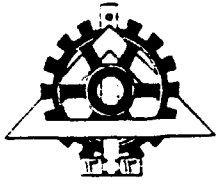
دکتر فرهنگ جلالی فراهانی



شهریور ۱۳۸۰



فرم ارزشیابی پایان نامه کارشناسی ارشد دانشکده فنی



گروه مهندسی: شیمی

در چارچوب ارزیابی مرحله تحقیقاتی مقطع کارشناسی ارشد دانشجویان دانشکده فنی دانشگاه تهران

آقای / خانم: شهاب گرامی به شماره دانشجویی: ۸۱۰۴۷۸۰۴۹ در رشته مهندسی: شیمی

گرایش: مخازن هیدروکربوری پایان نامه خود به ارزش: ۹ واحد را که در نیمسال اول دوم سال تحصیلی: ۸۰-۷۹

اخذ و ثبت نام نموده بود، تحت عنوان: بهینه سازی سیستمهای جمع آوری، تفکیک و فشارافزایی میدان گازی جنوب

به سرپرستی (استاد راهنما): دکتر فرهنگ جلالی فراهانی استاد مشاور: دکتر منوچهر حقیقی استاد ناظر: -----

در تاریخ: ۸۰/۶/۳۱ در مقابل هیات داوران به شرح ذیل با (موفقیت / عدم موفقیت / اصلاحاتی) دفاع نمود.

اسامی هیات داوران (حداقل ۳ نفر)

امضاء

۱- دکتر فرهنگ جلالی فراهانی

۲- دکتر منوچهر حقیقی

۳- دکتر محمد مهدی منتظر رحمتی

۴- دکتر ولی احمد سجادیان

۵-

ارزشیابان در آزمون علمی ایران
شیمی

به عدد	به حروف
۱۹۱۲۵	نوزده و یک صده و بیست و پنج

نمره نهایی هیات داوران:

ملاحظات:

تذکر: نیازی به درج نمره جداگانه هریک از داوران نبوده و فقط نمره مورد توافق هیات داوران (متوسط) اعلام می شود.

سرپرست محترم تحصیلات تکمیلی دانشکده

با سلام، نظر به اعلام نمره نهایی فوق الذکر از جانب هیات داوران خواهشمند است نسبت به انجام امور ذراعت از

تحصیل دانشجوی یاد شده برابر ضوابط و مقررات اقدام مقتضی می ذول فرمائید.

نام و نام خانوادگی مدیر گروه: دکتر عباسعلی خدادادی - امضاء و تاریخ:

۱۳۸۴/۶/۱۴



توجه مهم: کلیه نوشته ها به استثناء نمره هیات داوران و مطالب بند ملاحظات قبل از دفاع باید با ماشین تایپ گردد. در

صورت لزوم تایپ مطالب این برگ در دفتر تحصیلات تکمیلی امکان پذیر خواهد بود.

تذکر: این فرم به دفتر تحصیلات تکمیلی ارسال و تصویر آن در گروه مربوطه نگهداری می شود.

ارزشیابان در آزمون علمی ایران
شیمی

تقدیرها

پدر ارجمند ، مادر مهربان
و همسر فداکار و با وفایم

که

رنج سالها دوری و انتظار را عاشقانه تحمل کرده
و پشتیبان و مشوق من در ادامه تحصیل بود

چکیده

انتقال گاز از میدین گازی به منابع توزیع نیازمند حرکت گاز از محیط متخلخل، لوله تولید، تسهیلات سطح الارضی و خطوط لوله جمع آوری و انتقال می باشد. از این جهت هر گونه برنامه ریزی برای تولید از یک میدان گاز یا توسعه آن نیازمند شناخت کامل از مجموعه های فوق است.

برنامه تولید گاز از یک میدان براساس نیاز مصرف کننده در سطح مشخصی تعیین میگردد که این سطح تولید بطور طبیعی متوجه محدودیت های ناشی از دبی تولیدی چاهها و تسهیلات سطح الارضی آن میدان می باشد. افزون بر این ملاحظات اقتصادی نقش مهمی در برنامه ریزی تولید از یک میدان خواهد داشت.

یک شیوه رایج در بهینه سازی تسهیلات سطح الارضی جهت افزایش بازیافت از یک میدان گازی تقلیل فشار جریان سر چاهها و واحداث واحدهای تقویت فشار گاز و همچنین حفر چاههای جدید می باشد. بر همین مبنا بهینه سازی تأسیسات سطح الارضی میدان گاز جنوب که در خاور میانه واقع است مورد توجه قرار گرفت.

به دلیل تولید گاز از این مخزن، کاهش فشار متوسط مخزن و متعاقباً کاهش فشار جریانی تفکیک گر هر چاه طی سالهای آتی قابل پیش بینی بوده و لذا جهت تأمین حداقل فشار ورودی به یک واحد فرآورش گاز در پائین دست این میدان احداث تأسیسات فشار افزائی جهت تثبیت سطح تولید در حد ۱۵۰۰ mm scfd ضروری خواهد بود.

در این تحقیق با استفاده از اطلاعاتی نظیر دما، فشار، ترکیب اولیه مخزن، اطلاعات بهره برداری و آزمایشهای فشار استاتیک و پس فشار معادلات عملکرد مخزن و عملکرد جریان درون مخزن بدست آمد. بمنظور بررسی و پیش بینی چاههای تولیدی این میدان طی سالهای آتی از شماتیک یک چاه نمونه استفاده شد. با فرض آنکه شاخص بهره دهی چاه طی سالهای آینده و با کاهش فشار مخزن تغییر نکند عملکرد چاه نمونه در فشارهای مختلف مخزن در عمق مبنا محاسبه و سپس با استفاده از سقف تولید تعیین شده، تولید انباشتی و نمودار P/Z مخزن، نمودارهای عملکرد تفکیک گر چاه نمونه در طی سالهای آینده تعیین شد.

یکی از محدودیت هائی که جهت تعیین حداکثر دبی مجاز چاههای گاز در میدان جنوب می باید اعمال شود سرعت سایش در لوله مغزی چاه می باشد که در این راستا دبی های

محدود به سرعت به ازای فشارهای جریانی تفکیک گر چاه محاسبه و بر روی منحنی های عملکرد چاه نشان داده شد .

از آنجائی که حداقل فشار مورد نیاز در ورودی به پالایشگاه می بایست ۱۲۰۰ psia باشد ، عملکرد خط لوله توسط نرم افزار Pipephase در قالب منحنی دبی - فشار تعیین گردید و فشار مورد نیاز هرکدام از مراکز جمع آوری بر اساس تولیدشان تعیین شد. در خصوص محاسبه فشار مورد نیاز در هر یک از مراکز جمع آوری فرضیات زیر در نظر گرفته شده است. (۱) تولید کل هر مرکز معادل با مجموع تولید گاز از هر چاه می باشد. (۲) عملکرد هر چاه معادل با عملکرد چاه نمونه انتخاب گردید. بر اساس عملکرد تفکیک گر چاه نمونه ، خط لوله انتقال گاز و سقف تولید تعهد شده (1500 mmscfd) گزینه های مختلف فشار افزایشی بررسی و در نهایت با منظور کردن ملاحظات اقتصادی گزینه مطلوب پیشنهاد شده است.

با تشکر از اساتید بزرگوارم:

**آقایان دکتر فرهنگ جلالی فراهانی استاد راهنما و
دکتر منوچهر حقیقی استاد مشاور این پژوهش که در
اجرا، تهیه و تنظیم این مجموعه مرا یاری نمودند.
همچنین بدینوسیله از مساعدت آقایان مهندس حسن زاده و
مهندس سید ابوالحسن محمدی در طول مدت این تحقیق
تشکر و قدر دانی می نمایم.**

الف	چکیده
	فصل اول
	مقدمه
۲	
۴	۱-۱-مروری بر مقالات
۱۳	۲-۱-مروری بر مطالب پایان نامه
	فصل دوم
۱۶	عملکرد مخزن و تاسیسات سطح الارضی
۱۷	۱-۲- تقسیم بندی سیالات مخزن
۱۷	۲-۱-۱-۲- مخزن گاز خشک
۱۸	۲-۱-۲- مخازن گاز مرطوب
۱۸	۲-۱-۲- مخازن گاز میعانی
۲۲	۲-۲- تاثیر ترکیبات خاص بر نمودار فازی مخازن گازی
۲۲	۱-۲-۲- اثر جزء C_6^+
۲۳	۲-۲-۲- اثر ناخالصی ها (N_2, H_2S, CO_2)
۲۴	۳-۲- نمونه گیری از چاههای گازی
۲۷	۴-۲- شبیه سازی مخازن گاز میعانی در آزمایشگاههای PVT
۲۹	۵-۲- روابط حاکم بر عملکرد مخزن
۲۹	۱-۵-۲- گاز نخیره
۳۰	۲-۵-۲- رفتار مخزن
۳۴	۳-۵-۲- روابط کاربردی در محاسبات مخازن گازی
۳۷	۴-۵-۲- منحنی افت فشار مخزن به روش P/Z
۴۰	۵-۵-۲- مخازن گازی با فشار غیر عادی
۴۲	۶-۲- عملکرد جریان در مخازن گازی
۴۲	۱-۶-۲- جریان گاز درون مخزن
۴۲	۲-۶-۲- ویژگی های رژیم جریان
۴۷	۳-۶-۲- معادلات جریان گاز درون مخزن
۵۰	۷-۲- قابلیت تولید از چاه
۵۲	۱-۷-۲- آزمایش جریان - پس جریان

۵۳	۲-۷-۲- آزمایش همزمانی
۵۴	۲-۷-۳- آزمایش همزمانی اصلاح شده
۵۵	۲-۷-۴- ضریب عملکرد C و توان n
۵۸	۲-۸-۸- محدودیت ظرفیت جریان در تجهیزات فرایندی تولید گاز
۵۸	۲-۸-۱- جریان گاز درون لوله
۶۱	۲-۸-۱-۱- ظرفیت لوله تولید
۶۴	۲-۸-۱-۲- حداقل دبی جهت جابجایی مایعات از چاههای گازی
۶۵	۲-۸-۱-۳- سرعت فرسایش
۶۶	۲-۸-۱-۴- ظرفیت خط لوله جریان
۶۶	۲-۸-۲- تقویت فشار گاز و ظرفیت کمپرسور
۶۹	۲-۹-۹- آنالیز حساسیت یا آنالیز نقطه ای
۷۰	۲-۹-۱- اثر اندازه لوله تولید ، خطوط انتقال
۷۲	۲-۹-۲- اثر تغییر فشار تفکیک گر
۷۳	۲-۹-۳- انتخاب کمپرسور
۷۴	۲-۹-۴- اثر تخلیه
۷۵	۲-۹-۵- ارتباط عملکرد مخزن با زمان
۷۷	۲-۱۰- مشکلات عملیاتی در بهره برداری از میادین گازی
۷۹	۲-۱۱- توسعه میادین گازی
۸۰	۲-۱۱-۱- الگوی توسعه میدان گازی
۸۱	۲-۱۱-۲- الگوی توسعه بهینه

فصل سوم

توصیف و تعیین عوامل اساسی در بهینه سازی تاسیسات

۸۵	سطح الارضی میدان جنوب
۸۵	۲-۱- تاسیسات سطح الارضی
۸۵	۲-۱-۱- چاهها
۸۷	۲-۱-۲- مراکز تفکیک
۸۷	۲-۱-۳- خطوط لوله انتقال گاز و مایعات گازی
۸۸	۲-۲- شرایط اولیه فشار و دمای مخزن

۸۸	۳-۳-خواص سیال مخزن
۹۰	۴-۳-اطلاعات تولید و نتایج آزمایش پس فشار در میدان گازی جنوب
۹۴	۵-۳-عملکرد مخزن میدان گازی جنوب و برآورد گاز در جای اولیه
۱۰۱	۶-۳-عملکرد چاه نمونه در خطوط جریانی و انتقال
۱۰۱	۱-۶-۳-پیش بینی فشار متوسط مخزن
۱۰۳	۲-۶-۳-بررسی عملکرد چاه نمونه و فشار جریانی تفکیک گر
	۳-۶-۳-بررسی عملکرد خط انتقال گاز از تفکیک گر چاه نمونه
۱۰۶	به واحد فرآورش JTP

فصل چهارم

۱۱۲	بحث و نتیجه گیری
	۱-۴-پذیرش کاهش تدریجی سطح تولید با ثابت نگه داشتن فشار Psia ۱۲۰۰
۱۱۲	در واحد فرآورشی
۱۱۹	۲-۴-کاربرد کمپرسور افزایش تعداد چاهها بمنظور افزایش بازیافت نهایی
۱۱۹	۱-۲-۴-حفاری چاههای جدید به تعداد مورد نیاز برای جبران کاهش سطح تولید
	۲-۲-۴-کاهش فشار حداقل تفکیک گر چاه نمونه و کاربرد کمپرسور
۱۲۳	برای تقویت فشار مورد نیاز JTP
	۲-۲-۴-کاربرد کمپرسور همزمان با افزایش تعداد چاههای تولیدی
۱۲۶	و کاهش فشار حداقل تفکیک گر چاه نمونه
۱۳۱	۳-۴-بررسی اقتصادی حالات مختلف تقلیل فشار تفکیک گر (فشار مکش کمپرسور)
۱۳۱	۱-۳-۴-برآورد هزینه ها
۱۳۲	۲-۳-۴-برآورد ارزش ه
	۳-۳-۴-هزینه ها و ارزش های جانبی ۱۲۲
	۴-۳-۴-محاسبه ارزش زمان حال هزینه ها
۱۳۲	درآمد ها و سود خالص

فصل پنجم

۱۳۸	۵-پیشنهاد
۱۳۹	منابع و مأخذ

فهرست جداول :

فصل دوم

- ۵۹ جدول (۱-۲) : معمول ترین روابط محاسبات جریان دو فازی
 ۶۳ جدول (۲-۲) : مقادیر متوسط σ و P برای آب و مایعات گازی

فصل سوم

- ۸۸ جدول (۱-۳) : ترکیب اولیه سیال میدان گازی جنوب
 ۹۰ جدول (۲-۳) : تغییرات فشار متوسط مخزن با تولید انباشتی در میدان گازی جنوب
 جدول (۳-۳) : مقادیر مربوط به معادله خط منتج از رگراسیون خطی داده های آزمایش
 پس فشار روی نمودار لگاریتمی ، ضریب و توان معادله پس فشار و پتانسیل جریان
 ۱۰۰ چاه باز برای تعدادی از چاههای میدان گازی جنوب

فصل چهارم

- جدول (۱-۴) : تعیین فشار ترک مخزن و زمان استخراج نهایی در شرایط تخلیه
 در وضعیت موجود و ثابت بودن فشار واحد JTP در حد ۱۲۰۰ psia ۱۱۵
 جدول (۲-۴) : تولید گاز و عایدات خالص تولید در مقطع کاهش تولید گزینه ۱۳۴
 جدول (۳-۴) : اختلاف ارزش زمان حال عایدات خالص تولیدات میدان جنوب با حالت
 پایه (گزینه ۱-الف) - نرخ سود ویژه ۵ درصد ۱۳۵
 جدول (۴-۴) : اختلاف ارزش زمان حال عایدات خالص تولیدات میدان جنوب با حالت
 پایه (گزینه ۱-الف) نرخ سود ویژه ۱۰ درصد ۱۳۶
 جدول (۵-۴) : اختلاف ارزش زمان حال عایدات خالص تولیدات میدان جنوب با حالت
 پایه (گزینه ۱-الف) نرخ سود ویژه ۱۵ درصد ۱۳۶
 جدول (۶-۴) : اختلاف ارزش زمان حال عایدات خالص تولیدات میدان جنوب با حالت
 پایه (گزینه ۱-الف) نرخ سود ویژه ۲۰ درصد ۱۳۷

فهرست شکلها :

فصل اول

- شکل (۱-۱): مولفه های کلی تشکیل یک سیستم از تولید تا انتقال گاز ۴
- شکل (۲-۱): منحنی تراوایی نسبی فرایند آشام و ریزش با ملحوظ نمودن اشباع گاز اولیه ۶

فصل دوم

- شکل (۱-۲): نمودار فازی یک مخلوط هیدروکربوری ۲۰
- شکل (۲-۲): نمودار فازی گاز خشک ۲۰
- شکل (۳-۲): نمودار فازی گاز مرطوب ۲۰
- شکل (۴-۲): نمودار فازی گاز میعانی ۲۱
- شکل (۵-۲): رفتار ریزش مایعات گازی درون یک مخزن گاز میعانی ۲۱
- شکل (۶-۲): اثر مشخص سازی جزء C_6+ روی نمودار فازی گاز غیر همراه ۲۲
- شکل (۷-۲): اثر CO_2 و H_2S و N_2 بر نمودار فازی گاز طبیعی ۲۲
- شکل (۸-۲): شمای کلی مطالعات آزمایشگاهی سیالات گاز میعانی ۲۶
- شکل (۹-۲): نقشه تحت الارضی نمونه ۲۹
- شکل (۱۰-۲): بازیافت گاز طبیعی ۳۱
- شکل (۱۱-۲): پیشروی آب از میان لایه های تراواتر ۳۲
- شکل (۱۲-۲): نمودار P/Z در برابر تولید انباشتی در یک میدان گازی ۳۸
- شکل (۱۳-۲): مقایسه تئوری نمودارهای P و P/Z در برابر تولید انباشتی ۳۹
- شکل (۱۴-۲): نمودار P/Z در برابر تولید انباشتی برای یک مخزن گازی با فشار غیرعادی ۴۱
- شکل (۱۵-۲): جریان شعاعی پایدار ۴۳
- شکل (۱۶-۲): جریان شعاعی ناپایدار با ثابت بودن فشار چاه ۴۴
- شکل (۱۷-۲): نمودار جریان شعاعی شبه پایدار ۴۵
- شکل (۱۸-۲): نمودار ضریب سرعت گاز ۴۸
- شکل (۱۹-۲): نمودار ΔP^2 در برابر q در یک آزمایش نمونه ۵۲
- شکل (۲۰-۲): نمودار آزمایش جریان پس جریان ۵۲
- شکل (۲۱-۲): آزمایش همزمانی، نمودار دبی و فشار در برابر زمان ۵۳
- شکل (۲۲-۲): نمودار ΔP^2 در برابر q در یک آزمایش همزمانی ۵۳

روزان طاعت در آن عمل این
تعمیر است

- شکل (۲-۲۳): آزمایش همزمانی اصلاح شده ، نمودار دبی و فشار ۵۳
- شکل (۲-۲۴): نمودار ΔP^2 در برابر q در یک آزمایش اصلاح شده ۵۴
- شکل (۲-۲۵): نمودار کاهش دبی ۵۶
- شکل (۲-۲۶): تغییرات ضریب عملکرد C با زمان ۵۶
- شکل (۲-۲۷): جابجایی نمودارهای پس فشار با زمان ۵۶
- شکل (۲-۲۸): نمودار اثر دبی جریان روی n ۵۶
- شکل (۲-۲۹): نمایش هفت نوع رژیم جریان دوفازی در لوله های افقی ۵۹
- شکل (۲-۳۰): نمایش رژیمهای جریان در لوله های عمودی ۶۰
- شکل (۲-۳۱): توصیف روش محاسبه توان تئوری برپایه تغییر انتالپی ۶۷
- شکل (۲-۳۲): موقعیت نقاط مختلف در مطالعات مربوط به آنالیز حساسیت انتخاب می شوند ۶۹
- شکل (۲-۳۳): نمودار آنالیز حساسیت یک سیستم نمونه براساس تغییر اندازه لوله تولید ۷۲
- شکل (۲-۳۴): نمودار آنالیز حساسیت براساس اثر فشار تفکیک گر ۷۳
- شکل (۲-۳۵): نمودار آنالیز حساسیت و کاربرد آن در انتخاب کمپرسور ۷۴
- شکل (۲-۳۶): نمودار عملکرد جریان ورودی از مخزن ۷۵
- شکل (۲-۳۷): ارتباط بین عملکرد تولید در زمان ۷۶
- شکل (۲-۳۸): نمایش پدیده مخروطی شدن آب در یک مخزن گاز ۷۸
- شکل (۲-۳۹): چرخه نمونه تولید از یک میدان گازی ۸۰
- شکل (۲-۴۰): عملکرد میدان گازی - الگوی ۱ ۸۲
- شکل (۲-۴۱): فشار لوله تولید چاه از مخزن ۸۲
- شکل (۲-۴۲): عملکرد میدان گازی - الگوی ۲ ۸۳

فصل سوم

- شکل (۳-۱): نمایش یک چاه نمونه به همراه تجهیزات جانبی ۸۶
- شکل (۳-۲): نمایش خطوط فرآیندی در مرکز تفکیک ۸۷
- شکل (۳-۳): نمایش موقعیت مراکز تفکیک و پرفایل خط لوله تسکوپی انتقال گاز از میدان گاز جنوب به واحد فرآورش JTP ۸۹
- شکل (۳-۴): نمودار آزمایش پیش فشار چاه ۱ ۹۲
- شکل (۳-۵): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۲ ۹۲
- شکل (۳-۶): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۲

- شکل (۷-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۲
- شکل (۸-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۲
- شکل (۹-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۲
- شکل (۱۰-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۳
- شکل (۱۱-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۳
- شکل (۱۲-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۳
- شکل (۱۳-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۳
- شکل (۱۴-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۳
- شکل (۱۵-۳): نمودار آزمایش پس فشار چاه ۹۳
- شکل (۱۶-۳): منحنی تغییرات ضریب تراکم پذیری گاز (دمای مخزن ۱۸۰ درجه فارنهایت) ۹۵
- شکل (۱۷-۳): نمودار تغییرات و سکوزیته در مقابل فشار (دمای مخزن ۱۸۰ درجه فارنهایت) ۹۵
- شکل (۱۸-۳): الف) نمودار P-P/Z در محدوده ۲۲۷۰ تا ۳۴۰۰ ۹۶
- ب) نمودار P-P/Z در محدوده ۰ تا ۲۲۷۰ ۹۶
- شکل (۱۹-۳): نمودار شبیه سازی آزمایش افت فشار با حجم ثابت ۹۶
- شکل (۲۰-۳): نمودار تغییر ترکیب گاز با فشار متوسط مخزن ۹۶
- شکل (۲۱-۳): نمودار P/Z در برابر تولید انباشتی مربوط به میدان گازی جنوب ۹۹
- شکل (۲۲-۳): تولید انباشتی و ضریب بازیافت در برابر فشار ترک مخزن ۱۰۲
- شکل (۲۳-۳): نمودار فشار جریان تفکیک گر سر چاهی در مقابل دبی جریان طی دوره های ۱۰۵ مختلف کاهش فشار مخزن
- شکل (۲۴-۳): منحنی تغییر فشار مراکز تولید گاز میدان جنوب با احتساب $1200 \text{ Psia} = (JTP)_{AP} 10$ ۱۰۸
- شکل (۲۵-۳): منحنی تغییر فشار مراکز تولید گاز میدان جنوب با احتساب $800 \text{ Psia} = (JTP)_{AP} 10$ ۱۰۹
- شکل (۲۶-۳): منحنی تغییر فشار مراکز تولید گاز میدان جنوب با احتساب $600 \text{ Psia} = (JTP)_{AP} 10$ ۱۱۰

فصل چهارم:

- شکل (۱-۴): نمایش تقاطع منحنی عملکرد خط لوله انتقال با منحنی های عملکرد فشار ۱۱۴
- تفکیک گر طی دوره های مختلف کاهش فشار
- شکل (۲-۴): الف) ارتباط فشار متوسط مخزن با تولید انباشتی ۱۱۷

- ب (ارتباط بین فشار متوسط مخزن با قابلیت تولید روزانه از کل مخزن $P(JTP)=1200 \text{ Psia}$) ۱۱۷
- ج (ارتباط عملکرد تولید گاز از میدان گازی جنوب در شرایط تخلیه در وضعیت موجود ۱۱۸
- شکل (۴-۳): تعداد چاههای مورد نیاز جهت تثبیت سطح تولید روزانه ۱۵۰۰ میلیون فوت ۱۲۰
مکعب به ازاء فشار متوسط مخزن
- شکل (۴-۴): تاثیر اضافه شدن تعداد چاههای تولیدی بر مدت زمان تولید با سطح ثابت ۱۲۰
- شکل (۴-۵): تغییرات افت فشار در لوله مغزی و خط جریان گاز از چاه نمونه به تفکیک گر ۱۲۲
- شکل (۴-۶): آرایش نصب کمپرسور در مسیر گاز خروجی از تفکیک گر ۱۲۳
- شکل (۴-۷): توان مورد نیاز جهت تراکم گاز در هر کدام از مراکز تفکیک ۱۲۴
- شکل (۴-۸): تاثیر فشار مکش کمپرسور بر توان کل مورد نیاز جهت گاز در مراکز میدان جنوب ۱۲۴
- شکل (۴-۹): مقایسه سقف تولید روزانه برای شش گزینه اشاره شده ۱۲۵
- شکل (۴-۱۰): مقایسه گزینه های مختلف تولید از میدان گازی جنوب با گزینه ۱-الف ۱۲۷
- شکل (۴-۱۱): مقایسه ضریب بازیافت گاز در زمان شروع کاهش تولید (RF_D) و ۱۲۹
زمان نهایی (RF_D) برای حالت های مختلف
- شکل (۴-۱۲): مقایسه زمان آغاز کاهش تولید (t_D) و مدت زمان تولید نهایی (t) نسبت به ۱۲۰
زمان مبنا در حالات مختلف
- شکل (۴-۱۳): مقایسه عایدات خالص از فروش تولید میدان جنوب نسبت به گزینه ۱-الف بازای ۱۲۷
نرخ سود ویژه ۲۰ درصد.