Archive of SID

# بررسی سیستم حفاظتیHIPPS بین پالایشگاه و سکو های پارس جنوبی

**مهدی فکوری[۱]، سعید جمشیدی[۲]، بیژن هنرور[۳]**

*دانشکده مهندسی نفت ،دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات فارس*

Mahdi.Fakoori@gmail.com

## چکیده

برای هر فاز میدان گازی پارس جنوبی یک سکو در نظر گرفته شده که شامل ده چاه تولیدی است، ترکیبات خروجی از هر چاه وارد یک شیر فشار شکن (choke valve) شده پس از افت فشار، خروجی از هر ده چاه تولیدی با هم ترکیب شده و وارد یک شاهراه (manifold) شده و توسط یک خط لوله ۳۲ اینچی به ساحل ارسال می شود. خوراک ورودی به پالایشگاه ابتدا وارد واحد دریافت خوراک (unit 100) شده که این به منظور دریافت یک جریان چند فازی متشکل از گاز، مایعات گازی و آب حاوی گلایکول از جانب دو خط ۳۲ اینچی که از سکوها منشأ می‌گیرند، طراحی شده است. هدف از این بخش، جدا کردن گاز از مایعات همراه و فرستادن گاز به واحدهای تصفیه گازی پایین دستی می‌باشد. گاز جدا شده در سیلاب گیر (Slug Catcher) سپس به سمت ایستگاه افت فشار(Let down Station) فرستاده شده و پس از کاهش فشار به جدا کننده های فشار بالا (HP Separators 100-D-101A/B) می‌رسد در نهایت گاز ترش به سمت واحد شیرین‌سازی گاز می‌رود (unit 101) تا تصفیه شود. بسته به دمای گاز رسیده از خط لوله دریایی (Sea Line) در تابستان و زمستان، گاز در مقابل بخار فشار پایین (LP Steam) گرم می‌شود تا از بوجود آمدن هیدرات جلوگیری شود. ایستگاه کاهش فشار گاز به منظور نگهداشتن فشار لازم در ورودی واحدهای شیرین‌سازی طراحی شده است. این فشار بوسیله شیر (PV- 0037A/B) کنترل می‌شود. در این مقاله به بررسی سیستم حفاظتی HIPPS و نحوه عملکرد آن بین سکو و پالایشگاه پرداخته می شود.

**واژه های کلیدی**: سیلاب گیر، ایستگاه افت فشار، سیستم حفاظتی HIPPS

---

[۱]- کارشناسی ارشد مهندسی نفت ،دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات فارس

[۲]- استاد یار دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی شریف

[۳]- استاد یار دانشکده مهندسی نفت ، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم تحقیقات فارس



www.SID.ir

Archive of SID

## ۱- مقدمه

واحد دریافت خوراک (۱۰۰ Reception Facilities unit ) به منظور دریافت یک جریان چند فازی متشکل از گاز، مایعات گازی و آب حاوی گلایکول از جانب دو خط ۳۲ اینچی که از سکوها منشأ می‌گیرند، طراحی شده است. هدف از این بخش، جدا کردن گاز از مایعات همراه و فرستادن گاز به واحدهای تصفیه گازی پایین دستی می‌باشد.

گاز ترش دریافت شده از خطوط ۳۲ اینچی، در حالت معمول، قسمت دریافت توپک رانی (Pig Receiver) را دور می زند ( By pass) می‌کند و از طریق یک خط اصلی (header) به سمت سیلاب گیر(Slug Catcher) جریان می‌یابد. سیلاب گیر ( Slug Catcher) از دو نیمه مانند هم تشکیل شده است که در حالت معمول از هم جدا بوده و هر دو برای دریافت خوراک (Feed) از هر خط ۳۲ اینچی در نظر گرفته شده است. گاز جدا شده در سیلاب گیر (Slug Catcher) سپس به سمت ایستگاه افت فشار ( Let down Station) فرستاده شده و پس از کاهش فشار به جداکننده های فشار بالا (HP Separators) می‌رسد در نهایت گاز ترش به سمت واحد شیرین‌سازی گاز (unit 101) می‌رود تا تصفیه شود. بسته به دمای گاز رسیده از خط لوله دریایی(Sea Line) در تابستان و زمستان، گاز در مقابل بخار فشار پایین (LP Steam) گرم می‌شود تا از بوجود آمدن هیدرات در فاصله بین جداکننده های فشار بالا (HP Separators) و واحد شیرین سازی(unit 101) جلوگیری شود. فشار معمول در سیلاب گیر (Slug Catcher) در حدود ۷۵ بار مطلق می‌باشد. با وجود این ممکن است که فشار در اینجا به ۱۱۰ بار مطلق نیز برسد که این بر اثر عملیات نگهداشتن (Packing) در خط لوله دریایی (Sea Line) می‌باشد. ایستگاه کاهش فشار گاز به منظور نگهداشتن فشار لازم در ورودی واحدهای شیرین‌سازی طراحی شده است. این فشار بوسیله شیر (PV- 0037A/B)کنترل می‌شود. عمل تولید در قسمت سکو (Off-Shore) می‌بایست که مطابق با نیاز در قسمت پالایشگاه (On-Shore) تنظیم شود، بنابراین بسته به نیاز کنترل فشار در ردیف های گازی (Gas Train)، خط لوله دریایی (Sea Line) می‌تواند نگه داشته شود (Packed) و به عنوان یک مخزن گازی در جهت انعطاف عملیاتی بین سکو (Off-Shore) و (On- Shore) استفاده شود. هر خط ۳۲ اینچی یک خط اصلی (Header) ورودی دارد. به منظور داشتن یک توزیع متقارن، یکی از خطوط اصلی ورودی به طور عمودی بر دیگری متصل می‌باشد. این آرایش بایستی در جهت بهبود بخشیدن در مخلوط شدن و تقسیم شدن مایعات دریافتی در هنگام عملیات ارسال توپک رانی (Pigging) بدون افزایش خطر توقف کامل تولید (Total Shut down) باشد.

طول این سیلاب گیر(Slug catcher) در کل۳۶۶ m است که دارای شیب های مختلفی است یعنی۳۶ m آن دارای شیب ۱/۲۰ و بقیه دارای شیب ۱/۱۰۰ است. گاز جدا شده از این قسمت با off gas که از واحد تثبیت میعانات گازی ( unit103) می آید مخلوط شده و در هر فاز وارد جداکننده فشار بالا (HP Separator) می شود.

هر سیلاب گیر(Slug Catcher) از شش انگشت ۴۶ اینچی ساخته شده است. سیلاب گیر(Slug Catcher) از چهار بخش مختلف تشکیل شده است که عبارتند از(شکل ۱)

۱- بخش جداسازی گاز از مایعات در اولین قسمت از انگشتی قرار گرفته است که دارای یک شیب ۱/۲۰می‌باشد. به منظور رسیدن به بالاترین حد جداسازی یک طول ۱۳ متری در نظر گرفته شده است.

۲- در هنگامی که بخش مخزن به طور کامل با مایع پر می‌شود، سطح مایع در بخش جداسازی ممکن است که تا قسمت خروجی گاز نیز برسد که این پدیده هرگز نباید رخ دهد. به منظور جلوگیری از این پدیده، یک طول اضافی مستقیم به طول ۲۳ متر در بخش پایین دستی بخش جداسازی گاز و مایعات در نظر گرفته شده است.

۳- یک مخزن طراحی شده برای ظرفیت ۳۰۰۰ مترمکعب در طول ۳۳۰ متر با شیب۱/۱۰۰ در نظر گرفته شده است. گازهای جدا شده از بخش مخزنی بوسیله دوخط به خط اصلی گاز خروجی متصل می‌شود.



www.SID.ir

Archive of SID

۴- مایعات که از بخش مخزنی در قسمت دریافت سیلاب (Slug Receiving Section) جمع‌آوری می‌شوند، از طریق یک خط مایع شیب‌دار ۴۶ اینچی به دوخط افتی مایع به نام Liquid Bottles سوق داده می‌شوند.

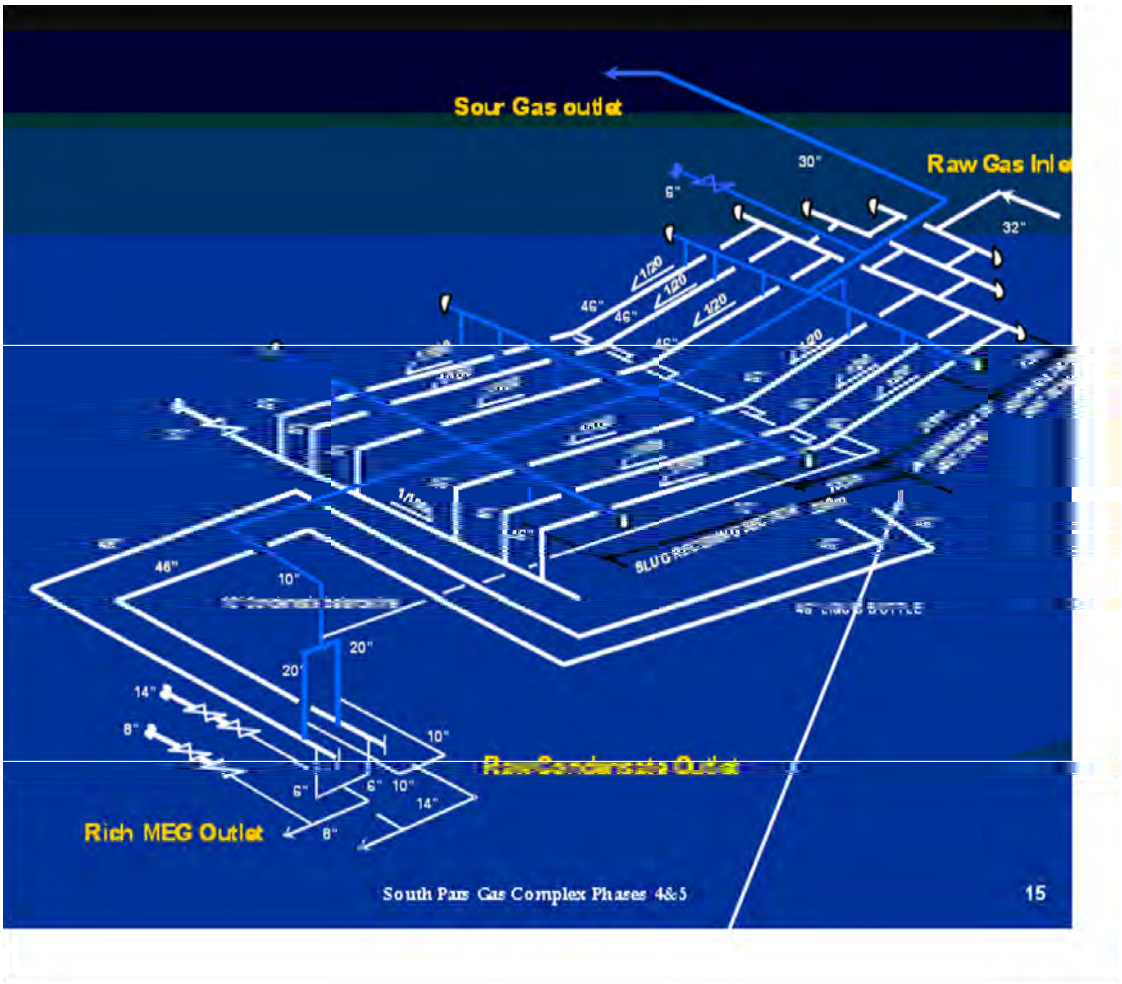
فاز مایعات که در انتهای سیلاب گیر (slug catcher) جمع می‌شوند در محل جمع آوری مایعات (Liquid bottle) به علت اختلاف دانسیته میان گلایکول و آب و مایعات گازی (Condensate) یک جداسازی اولیه میان آنها صورت گرفته که مایعات گازی (Condensate) از بالا و گلایکول و آب از پایین محل جمع آوری مایعات (Liquid bottle) خارج می‌شود. جداسازی مایعات و مونو اتیلن گلایکول (MEG) بدین صورت انجام می گیرد که چون مونو اتیلن گلایکول(MEG) سنگین تر از مایعات و آب است در قسمت پایین قرار می گیرد و در انتها جمع می گردد. بعد از عمل فیلتراسیون دوباره با هم مخلوط می‌شوند و به سمت واحد تثبیت میعانات گازی ( unit103) فرستاده می‌شود. یک خط تعادل مایع بین هر دو قسمت جمع آوری مایعات (Liquid Bottle) مورد نیاز است در هنگامی که عملیات توپک رانی (Pigging) در یکی از خطوط ۳۲ اینچی در حال انجام است. همچنین یک خط ۲۰ اینچ بین هر دو قسمت جمع آوری مایعات (Liquid Bottle) ۴۶ اینچ انتخاب شده است. در هنگام تمیز کاری (Cleaning) یا بازرسی در هر دوسیلاب گیر (Slug Catcher)، این امکان فراهم آمده است تا بتوان آنها را ایزوله کرد. گازهای خروجی ازسیلاب گیر ( Slug Catcher) پس از کنترل فشار به منظور جداسازی مایعات فرار کرده (carry over) شده به جداکننده فشار بالا(HP Separator) وارد می شود. (شکل ۲ ) و (شکل ۳) مایعات جمع‌آوری شده در جداکننده فشار بالا (HP Separator)، به واحد تثبیت مایعات ( unit 103) فرستاده می‌شود. فشار عملیاتی در این جداکننده ها برابر ۷۰/۵ Bara و دمای آن در تابستان ۲۴°c و در زمستان ۹°c است گاز خروجی از بالای جداکننده فشار بالا(HP Separator)، پس از عبور از یک مبدل حرارتی که گاز با بخار فشار پایین تبادل حرارتی می کند (Gas Heater) دمای گاز را تا ۲۴°c بالا می‌برد و به واحدهای شیرین سازی فرستاده می‌شود. این کار در جهت جلوگیری از بوجود آمدن هیدرات که در دمای ۱۸°c و فشار نرمال جداکننده فشار بالا (HP Separator) به وقوع می‌پیوندند، انجام می‌شود اگر دمای گاز کمتر از ۱۸°c باشد از هیتر استفاده می کنیم تا دمای گاز در تابستان و زمستان حدود ۲۴°c باشد. این Gas Heater به جز در هنگام Packing / Depacking در تابستان By pass می شود. در جهت جلوگیری از خوردگی و تشکیل هیدرات به درون گاز ترش MEG تزریق می‌شود. این MEG به صورت پیوسته یا متناوب به درون گاز در نقاط مختلف تزریق می‌شود.

این واحد به دو واحد مجزا تقسیم می شود که ظرفیت هر واحدMMSCFD ۱۰۰۰ است. طراحی این واحد طوری است که می تواند از ۱۰۰٪ تا ۳۰٪ از خوراک ورودی را جداسازی کرده و به سمت واحد شیرین سازی (unit 101) و واحد تثبیت مایعات گازی (unit 103) می فرستد. [1,3]



www.SID.ir

Archive of SID

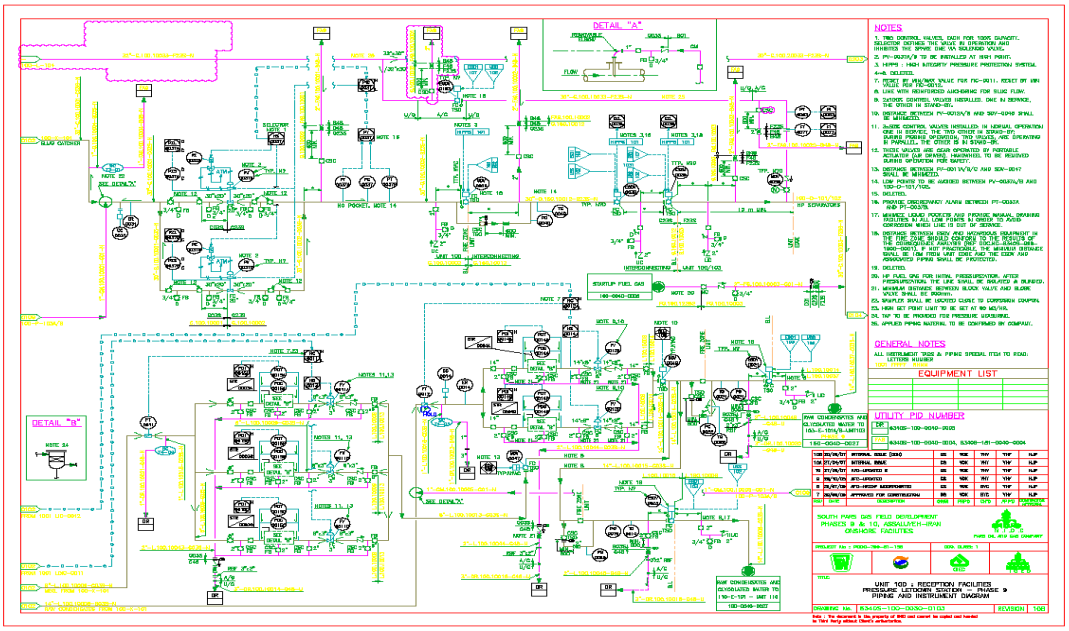



شکل ۱: سیلاب گیر(**Slug Catcher**) در پالایشگاه پارس جنوبی

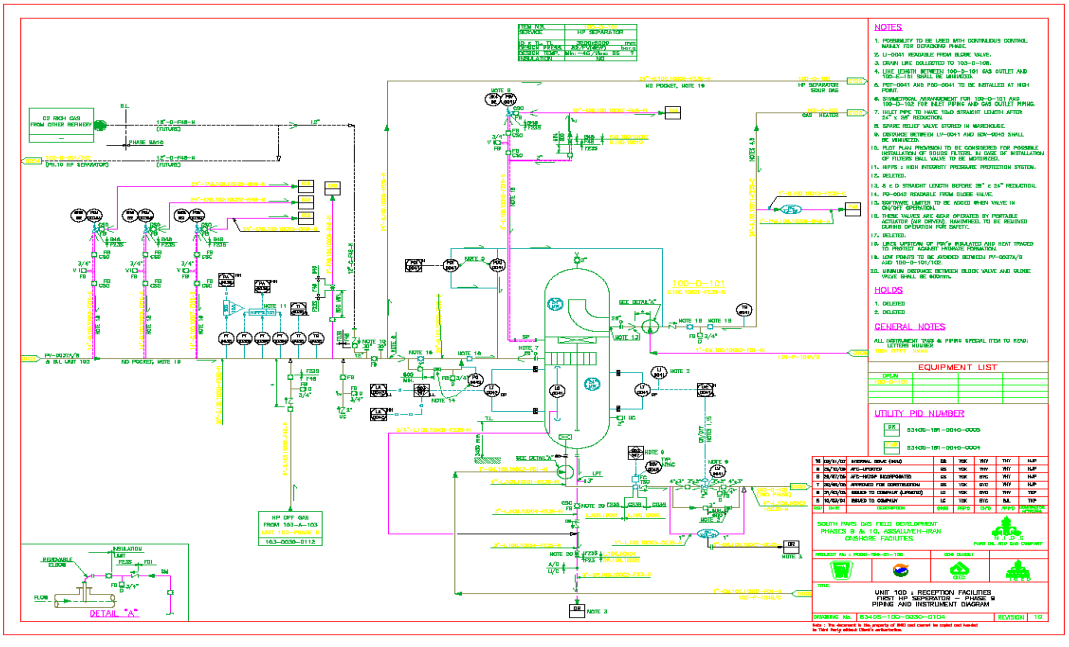


www.SID.ir

Archive of SID



شکل ۲: موقعیت شیر کنترلی PV0037 A/B در پلایشگاه پارس جنوبی



شکل ۳: موقعیت جداکننده فشار بالا(100-D-101 A/B) در پالایشگاه پارس جنوبی

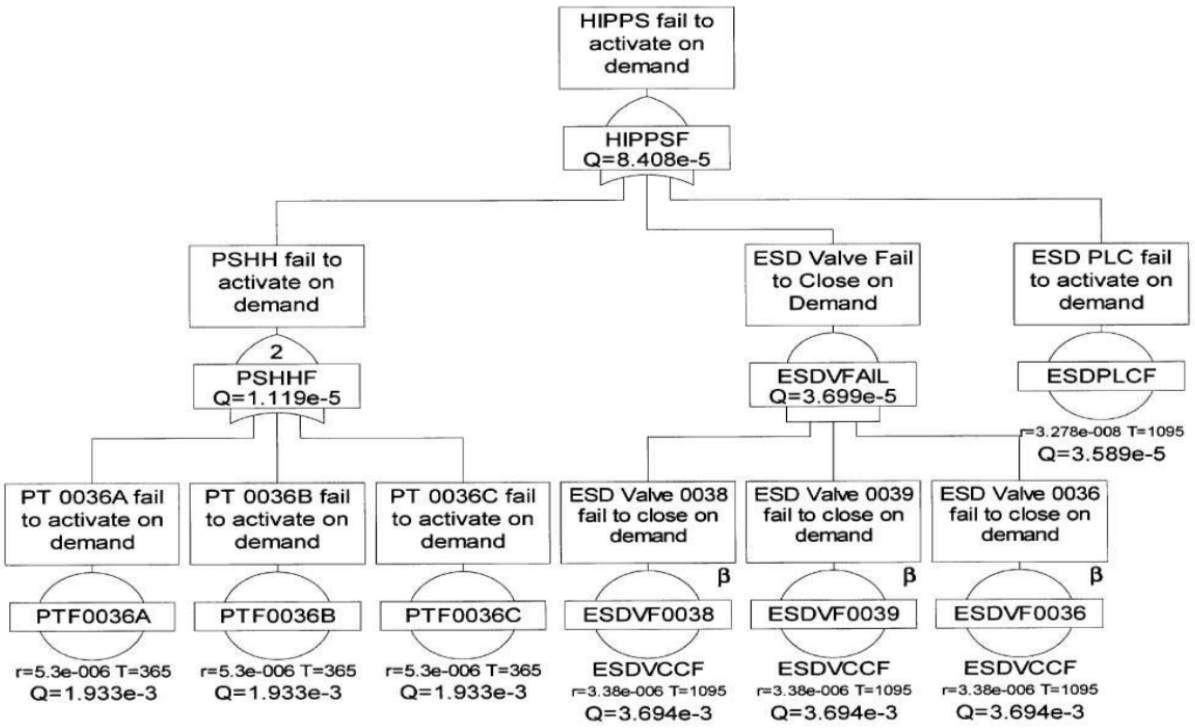


www.SID.ir

Archive of SID

## ۱- سیستم HIPPS (High Integrity Pressure Protective System)

گاز از سکو توسط دو خط ۳۲ اینچی وارد پالایشگاه پارس جنوبی شده و جداسازی گاز،گلایکول و مایعات گازی از یکدیگر انجام می شود بین ورودی به پالایشگاه و سکو یک سیستم حفاظتی به نام HIPPS ( High Integrity Pressure Protective System) وجود دارد که محل آن در واحد دریافت خوراک (۱۰۰ Reception Facilities unit) قرار دارد این سیستم فشار را کنترل نموده و گاز ترشی را که توسط انگشتی های ۴۶ اینچی جدا شده را به واحد شیرین سازی (unit 101) می فرستد. این سیستم دارای سه ترانسمیتر PT0036 A/B/C که بین جداکننده های فشار بالا (100-D-101 A/B) و شیر کنترل فشار (PV0037 A/B) قرار دارد که این سه ترانسمیتر، به اصطلاح بصورت شرطی دو از سه است (2 out of 3 voting) یعنی اگر دو ترانسمیتر فشار، به مقدار داده شده (set point) آن برسد که معمولا بر روی bara ۷۷ تنظیم می شود. زمانی که فشار قبل از جداکننده های فشار بالا ( 100-D-101 A/B) به مقدار bara۷۷ برسد سیستم HIPPS عمل کرده و به SDV0036, ESDV0038, ESDV0039 فرمان بسته شدن را می فرستد و مسیر گاز به سمت واحد شیرین سازی (unit 101) توسط ESDV0051 بسته می شود. (شکل ۴)[2,4,5]




**شکل ۴: الگوریتم سیستم HIPPS (High Integrity Pressure Protective System)**

در واحد دریافت خوراک (۱۰۰ Reception Facilities unit ) دو جدا کننده فشار بالا (100-D-101 A/B، HP Separator ) بصورت موازی قرار دارند در اینجا چندین تست انجام می شود که نتایج آن در ذیل آورده شده است.



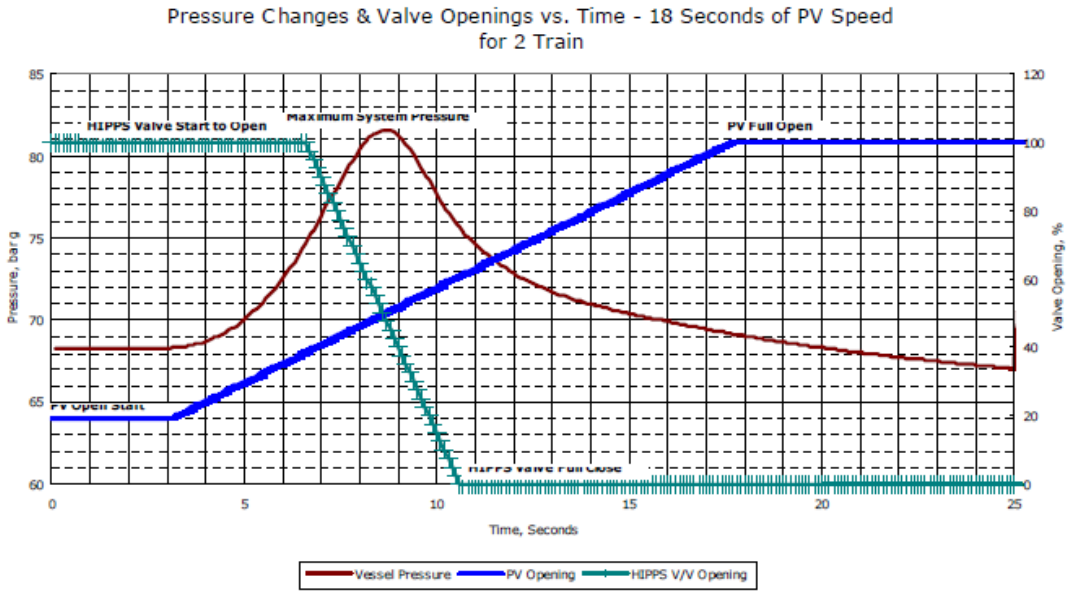
www.SID.ir

Archive of SID

نتایج فشار مربوط به HIPPS در جدا کننده های فشار بالا (HP Separator، 100-D-101 A/B) با زمان بصورت زیر می باشد. (جدول ۱)

**جدول ۱: سیستم HIPPS مربوط به دو واحد شیرین سازی**

| Parameters | Value | Remarks |
|---|---|---|
| HIPPS Valve Closing Time | 4 seconds | |
| HIPPS Trip Set Pressure | 77 bar a | |
| HIPPS Valve Characteristic | Equal Percentage | |
| Inlet PCV Valve Type | Equal Percentage | |
| Inlet PV Travel Time | 18 seconds | |
| Inlet PCV Cv value | 3000 | CCI Drag |




**نمودار ۱: تغییرات فشار بر اساس باز شدن PV0037 A/B بر زمان سرعت باز شدن PV0037 A/B**

از نتایج می توان گفت که زمان بسته شدن شیر های HIPPS، چهار ثانیه است و فشار در جداکننده های فشار بالا (100-D-101 A/B، HP Separator) به زیر محدوده فشار طراحی می رسد. همان طور که در نمودار بالا مشاهده می شود زمانی که فشار در جداکننده فشار بالا، زیاد می شود (نمودار قهوه ای رنگ)، شیر کنترلی PV0037 A/B (نمودار آبی رنگ)، به سمت باز شدن کامل پیش می رود و سیستم HIPPS (نمودار سبز رنگ) عمل می نماید و به سمت کم شدن فشار پیش می رود.



www.SID.ir

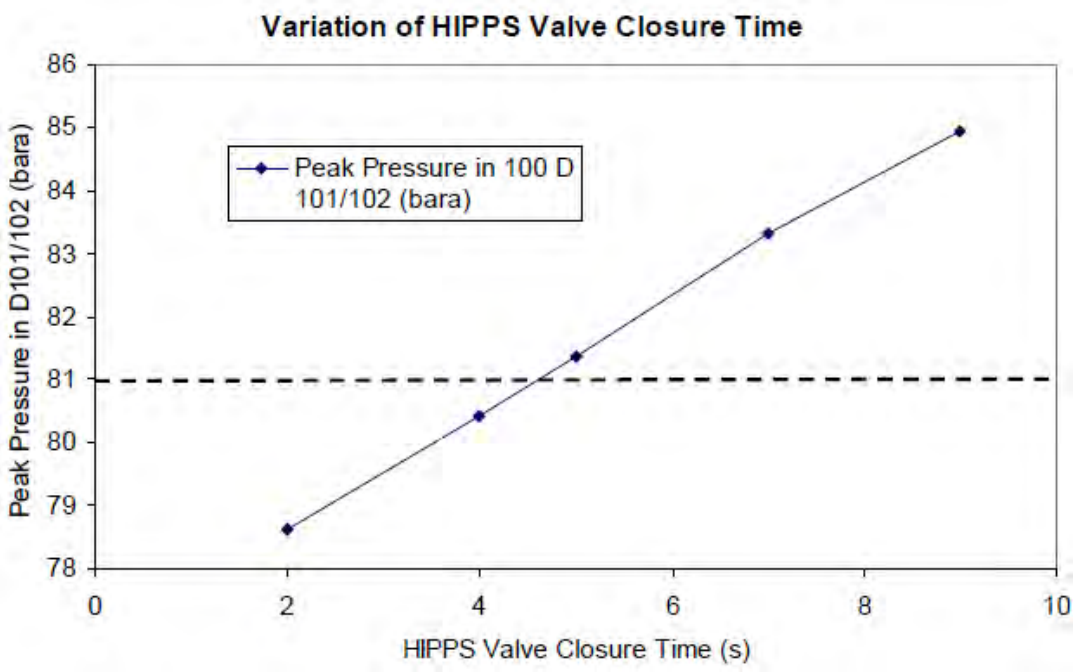
Archive of SID

## ۲-۱ اثر متغییر ، زمان بسته شدن شیر سیستم HIPPS

جدول ۲: پارامتر های سیستم HIPPS

| | |
|---|---|
| HIPPS valve type | Equal Percentage |
| HIPPS trip set Pressure (bara) | 78 |
| Inlet PV time to fully open assuming linear actuator (s) | 18 |
| Inlet PV valve type | Equal Percentage |

| HIPPS Valve Closure Time (s) | 2 | 4 | 5 | 7 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|
| Peak Pressure in 100-D-101/102 (bara) | 78.62 | 80.41 | 81.37 | 83.31 | 84.95 |




نمودار ۲: فشار حبس شده در واحد(**peak pressure**) بر اساس زمان بسته شدن شیر سیستم **HIPPS**

در نمودار فوق هر چه زمان بسته شدن شیر های سیستم HIPPS بیشتر شود میزان فشار حبس شده در واحد بیشتر خواهد بود واین خطر ناک است، البته قابل ذکر است که خود سیلاب گیر (Slug catcher) فشار طراحی آن bara ۱۳۹ می باشد.



www.SID.ir

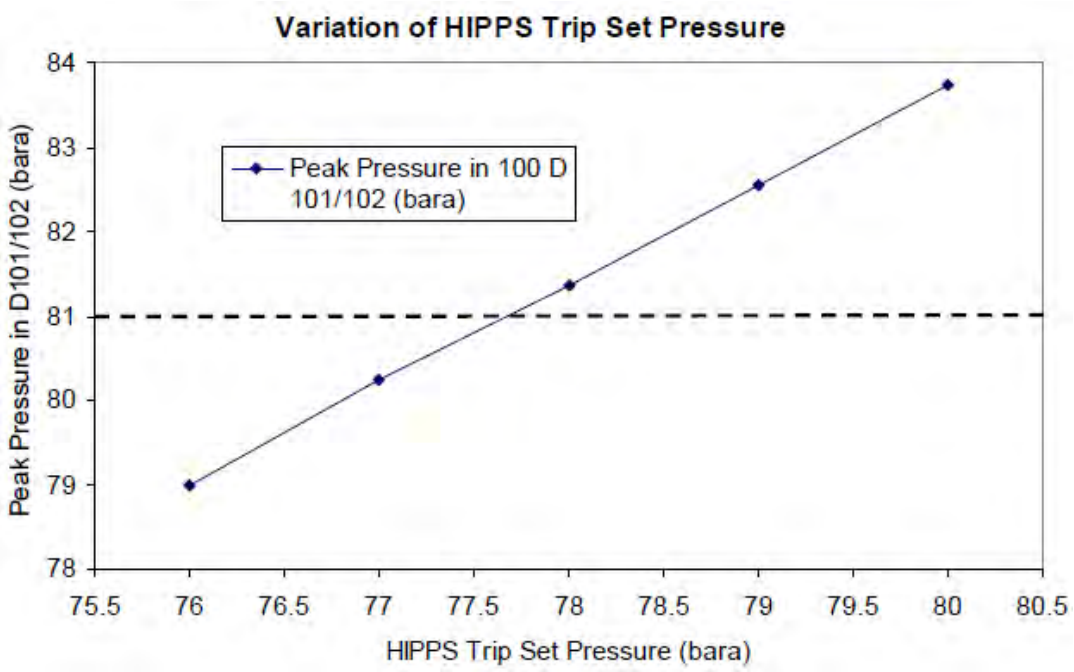
Archive of SID

## ۲-۲ اثر متغییر مقدار فشار سیستم HIPPS

**جدول ۳: پارامتر های سیستم HIPPS**

| | |
|---|---|
| HIPPS valve type | Equal Percentage |
| HIPPS trip closing time (s) | 5 |
| Inlet PV time to fully open assuming linear actuator (s) | 18 |
| Inlet PV valve type | Equal Percentage |

| HIPPS Trip Set Pressure (bara) | 76 | 77 | 78 | 79 | 80 |
|---|---|---|---|---|---|
| Peak Pressure in 100-D-101/102 (bara) | 78.99 | 80.24 | 81.37 | 82.55 | 83.74 |




**نمودار۳: فشار حبس شده در واحد(peak pressure) بر اساس مقدار فشاری که متوقف (trip)سیستم HIPPS**

در نمودار فوق هرچه مقدار (set point) فشار سیستم HIPPS را بالا ببریم مشاهده می شود که فشار حبس شده در واحد به شدت بالا می رود.



www.SID.ir

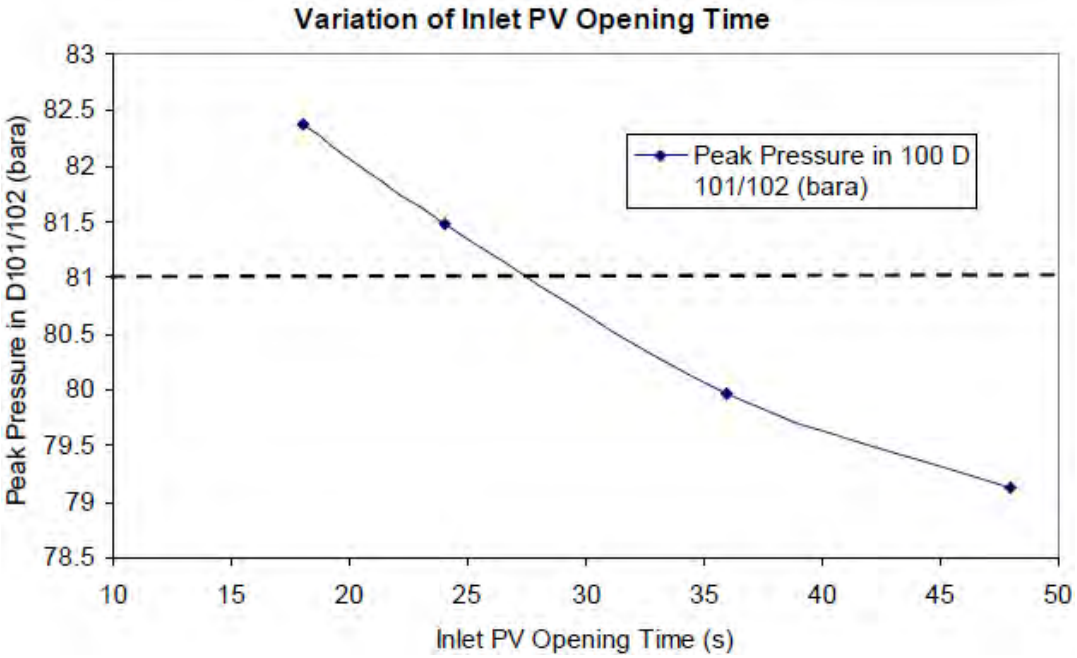
Archive of SID

## ۲-۳ اثر متغییر فشار ورودی شیر کنترل (PV0037 A/B) به زمان باز شدن آن

**جدول ۴: پارامتر های سیستم HIPPS**

| | |
|---|---|
| HIPPS valve type | Equal Percentage |
| HIPPS trip closing time (s) | 7 |
| HIPPS trip set pressure (bara) | 77 |
| Inlet PV valve type | Equal Percentage |

| Inlet PV Opening Time (s) | 18 | 24 | 36 | 48 |
|---|---|---|---|---|
| Peak Pressure in 100-D-101/102 (bara) | 82.38 | 81.48 | 79.96 | 79.13 |




**نمودار۴: تغییرات فشار ورودی شیر کنترل (PV0037 A/B) به زمان باز شدن آن در زمان حبس(peak pressure) فشار**

زمانی که فشار در ورودی جدا کننده های فشار بالا (HP Separator، 100-D-101 A/B) بالا می رود peak pressure به وجود می آید و فشار در ورودی شیر کنترل (PV0037 A/B)، بالا می رود و هر چه فشار بالاتر باشد زود تر شیر کنترل باز می شود در نمودار ۴ مشخص است.



www.SID.ir

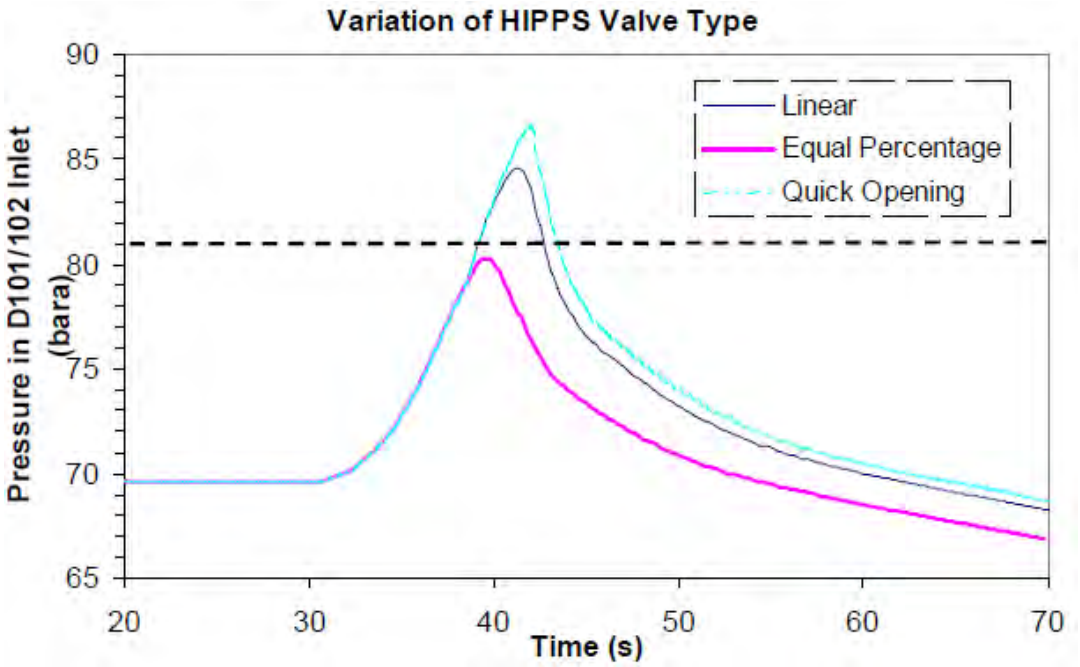
Archive of SID

## ۴-۲ اثر متغییر انواع شیر های سیستم HIPPS

**جدول ۵: پارامتر های سیستم HIPPS**

| | |
|---|---|
| HIPPS trip closing time with linear actuator (s) | 5 |
| HIPPS trip set pressure (bara) | 77 |
| Inlet PV valve type | Equal Percentage |
| Inlet PV opening time with linear actuator (s) | 18 |

| HIPPS Valve Type | Equal Percentage | Quick Opening | Linear |
|---|---|---|---|
| Peak Pressure in 100-D-101/102 (bara) | 80.24 | 86.47 | 84.58 |




**نمودار ۵: اثر انواع شیر های سیستم HIPPS**

در نمودار ۵ مشاهده می شود که در صورتی که شیر از نوع در صد مساوی (Equal Percentage) استفاده شود در فشار bara ۸۰.۲۴ عمل می کند و در صورت استفاده از نوع خطی(linear) در فشار bara ۸۴.۵۸ عمل می کند و در حالت سوم اگر از نوع شیر کنترل سریع (Quick Opening) استفاده شود در فشار bara ۸۶.۴۷ عمل می کند، از نمودار ۵ نتیجه می گیریم که نوع در صد مساوی برای بهره برداری مفید تر است، به خاطر اینکه در فشار پایین تری عمل نمود.



www.SID.ir

Archive of SID

## ۳-نتیجه گیری

در تست نهایی، سیستم HIPPS بین پالایشگاه پارس جنوبی و سکو های دریایی به نتایج زیر می رسیم

۱- زمان بسته شدن شیر سیستم HIPPS کاهش یافت.

۲- زمان بسته شدن شیر سیستم HIPPS برای جلوگیری از فشار اضافی (overpressure) در واحد، به مدت چهار ثانیه ( 4 sec) بدست آمد.

۳- فشار ۷۷bara برای سیستم HIPPS، برای جلوگیری از فشار اضافی (overpressure) در واحد بهره برداری پارس جنوبی مناسب است و باید از شیر کنترل از نوع در صد مساوی (Equal Percentage) استفاده شود.

۴- زمانی که تجمع مایع (Holdup) در جداکننده های فشار بالا (HP Separator، 100-D-101 A/B) زیاد شود، در واحد دریافت خوراک (Reception Facilities unit ۱۰۰)، فشار افزایش یافته و بر سرعت بسته شدن SDV ها تاثیر می گذارد.

## معرفی علایم

ESDV = Emergency Shut Down Valve
HIPPS = High Integrity Pressure Protective System
HP separator = High Pressure Separator
MEG = Mono Etylen Glycol
PV = Pressure Valve
SDV = Shut Down Valve

## منابع

[1] Equipment and Engineering Documents Identification and Numbering for On-Shore Facilities, south pars Gas complex phases 9&10 ,Doc .No.:DB-6340s-999-p332-201,16/04/2004.
[2]Frank P. Lees, Loss Prevention in the Process Industries.
[3]Operating Manual for Reception Facilities unit 100, south pars Gas complex phases 9&10,Doc.No.:DB-6340s-100-p312-5000,28/10/2005.
[4]OREDA (Offshore Reliability Data) Handbook, DNV Technica, 4th Edition, 2002.
[5]Premier Consulting Services, Failure Rate Data for Tricon Triple Modular Redundant (TMR) Controller.



www.SID.ir