

مطالعه‌ی فنی و اقتصادی به‌کارگیری ایستگاه تقویت فشار در یک میدان دریایی

ضحی وطنی*، پژوهشگاه صنعت نفت • محمود مؤیدی، مجید راضی‌پور، رضا عروج، مدیریت برنامه‌ریزی تلفیقی شرکت ملی نفت

چکیده

اصولاً طی دوره‌ی تولید میادین نفتی و گازی، به‌دلیل افت فشار مخزن، فشار و حجم سیال تولیدی از چاه‌ها کاهش می‌یابد. بنابراین جهت اطمینان از تأمین خوراک پایدار تأسیسات پالایشی و پایین‌دستی، تأمین الزامات نگهداشت تولید ضروری است. تزریق و بازگردانی گاز به مخزن، حفاری‌های میان‌چاهی^۱ یا نصب سیستم‌های تقویت فشار از جمله راهکارهای پیشنهادی در این خصوص هستند. مطالعه‌ی حاضر در راستای بررسی سناریوهای مختلف افزایش ضریب بازیافت ثانویه‌ی یکی از میادین مشترک گازمیعانی دریایی کشور جهت تأمین خوراک پایدار تأسیسات پایین‌دستی است. نتیجه‌ی ارزیابی گزینه‌های مختلف اعم از احداث ایستگاه تقویت فشار زیر دریا، ایستگاه تقویت فشار دریایی، حلقه‌ی لوله و ایستگاه تقویت فشار خشکی بیانگر آنست که احداث ایستگاه تقویت فشار دریایی نسبت به سایر گزینه‌ها مناسب‌تر بوده و توجه فنی بیشتری دارد. همچنین ارزیابی اقتصادی گزینه‌ی مذکور (نرخ بازده داخلی ۲۰ درصد و ارزش خالص فعلی معادل ۵۸۳ میلیون دلار) اجرای این طرح را از دیدگاه اقتصادی نیز توجیه‌پذیر می‌کند.

اطلاعات مقاله

تاریخ ارسال نویسنده: ۹۵/۰۹/۱۴

تاریخ ارسال به داور: ۹۵/۰۹/۱۶

تاریخ پذیرش داور: ۹۵/۰۱/۲۵

واژگان کلیدی:

ایستگاه تقویت فشار دریایی، نگهداشت ظرفیت، روش‌های بهبود بازیافت، حفاری میان‌چاهی، نرخ بازگشت سرمایه

مقدمه

گاز تولیدی جهت تأمین خوراک پایدار تأسیسات پایین‌دست شامل موارد زیر است:

- ایستگاه تقویت فشار زیر دریا
- به‌کارگیری حلقه‌ی لوله
- ایستگاه تقویت فشار خشکی
- ایستگاه تقویت فشار دریا

در این پژوهش روش‌های مذکور بررسی شده و با توجه به اینکه گزینه‌ی آخر نسبت به سایر موارد روش مناسب‌تری است، به تفصیل مورد بررسی و ارزیابی فنی/ عملیاتی/ اقتصادی قرار گرفته است [۳ و ۴].

۱-۱- ایستگاه تقویت فشار زیر دریا^۲

چندی است در دنیا استفاده از ایستگاه‌های تقویت فشار زیردریایی به‌عنوان یک فن‌آوری جدید مورد توجه قرار گرفته است. شرکت Aker solutions فعالیت‌های زیادی در خصوص به‌کارگیری فرآیند جداسازی، تقویت فشار نفت و ایستگاه تقویت فشار گاز زیر دریا را در دست انجام دارد و حدود پانزده سال است که در این زمینه فعالیت می‌کند. نصب نخستین ایستگاه تقویت فشار گاز زیردریایی در نزدیک‌ترین فاصله‌ی ممکن به چاه‌های گازی میدان Asgerd نروژ (در عمق ۲۵۰ متری

جهت تولید بهینه از میادین می‌توان از روش‌های ازدیاد برداشت یا بهبود بازیافت بهره‌گرفت که در ادبیات مهندسی نفت به روش‌های IOR و EOR معروفند؛ اگرچه طبق تقسیم‌بندی‌های معتبر روش‌های EOR اساساً خود بخشی از روش‌های IOR هستند. اصولاً تمامی فرآیندهای منجر به تولید بهینه‌ی نفت را می‌توان در زمره‌ی روش‌های بهبود بازیافت در نظر گرفت. در این میان برخی روش‌ها بر خواص مخزن و جریان سیال در مخزن مؤثرند (روش‌های مخزن‌محور). حال آنکه برخی دیگر از شیوه‌ها چاه‌محور بوده و بر عبور سیال از ستون چاه تا سطح مؤثرند. برخی روش‌های چاه‌محور در میادین نفتی با نصب پمپ‌های درون‌چاهی یا فزراوری با گاز و در میادین گازی با نصب کمپرسور شناخته می‌شوند. معمولاً در میادین گازی با افت فشار تولید، امکان ارسال گاز تولیدی از چاه به تأسیسات پایین‌دست میسر نمی‌شود و جهت تأمین شرایط لازم تولید پایدار، باید سیال تولیدی فشارافزایی شود. بنابراین جهت افزایش ضریب بازیافت میادین گازی، می‌توان از ایستگاه‌های تقویت فشار گاز بهره‌گرفت [۱ و ۲].

۱- روش‌های متداول تقویت فشار گاز تولیدی در دریا

در میادین مشترک گازی دریایی، روش‌های متداول تقویت فشار

* نویسنده‌ی عهده‌دار مکاتبات (Z.Vatani@yahoo.com)

است. با نصب حلقه‌ی لوله، افزایش نرخ خط لوله با همان فشار اولیه یا ثابت ماندن نرخ با کاهش فشار بالادست جریان امکان‌پذیر می‌شود. قطر حلقه‌ی لوله می‌تواند با قطر خط لوله‌ی اصلی برابر یا با آن متفاوت باشد. از جمله مزایای کاربرد حلقه‌ی لوله، کاهش هزینه‌های عملیاتی کمتر آن نسبت به ایستگاه تقویت فشار و به تأخیر انداختن زمان به کارگیری ایستگاه تقویت فشار است. به کارگیری همزمان ایستگاه تقویت فشار دریایی یا خشکی و استفاده از حلقه‌ی لوله از جمله مواردی است که باید تجزیه و تحلیل شود. هرچند در حالتی که از سیستم تقویت فشار خشکی استفاده شود به کار بردن حلقه‌ی لوله در پایین دست جریان اجتناب‌ناپذیر است.

۱-۳- ایستگاه تقویت فشار خشکی

در این سناریو احداث ایستگاه تقویت فشار در خشکی جهت کاهش فشار سرچاهی و متعاقباً افزایش تولید گاز جهت حفظ تولید پایدار از میدان گازی دریایی مطرح است. از جمله معایب ایستگاه تقویت فشار خشکی می‌توان به محدودیت کاهش فشار سرچاهی جهت حفظ حجم سیال تولیدی اشاره کرد. همچنین با کاهش فشار سرچاهی و افت فشار سیال در طول مسیر انتقال به خشکی، سرعت سیال از سرعت سائیدگی در خط لوله تجاوز می‌کند و در این گزینه با وجود ایستگاه تقویت فشار خشکی برای تأمین فشار مورد نیاز در تأسیسات دریافت گاز، احداث خط لوله‌ی اضافی جهت حلقه‌ی لوله برای حفظ نرخ تولید یکنواخت ضروری است. طول مسیری که لازم است خط لوله‌ی اصلی انتقال گاز لوپ شود و همچنین اولویت در ترتیب به کارگیری ایستگاه تقویت فشار یا استفاده از حلقه‌ی لوله از دیدگاه فنی/اقتصادی می‌تواند موضوع مطالعه مقاله‌ی دیگری باشد [۴].

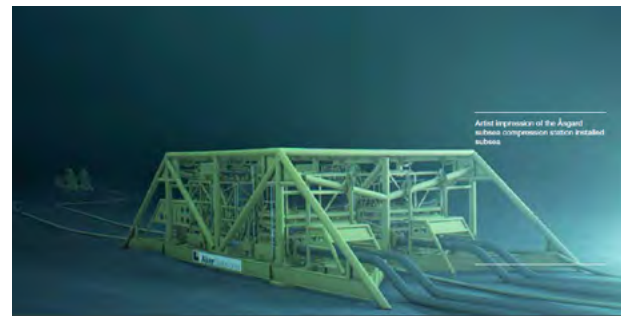
۱-۴- ایستگاه تقویت فشار دریایی

در این سناریو احداث سکوی تقویت فشار دریایی جهت تأمین فشار مورد نیاز واحدهای فرآورش گاز خشکی مدنظر است. از جمله مزایای سکوی تقویت فشار دریایی نسبت به واحد مشابه در خشکی می‌توان به تولید تا فشار سرچاهی کمتر و در مدت زمان بیشتر اشاره کرد. از معایب ایستگاه‌های دریایی نیز می‌توان به هزینه‌ی نگهداشت و سرمایه‌گذاری اولیه‌ی بیشتر (با توجه به هزینه‌های تأمین برق و به کارگیری سکوی دریایی/مسکونی) نسبت به ایستگاه تقویت فشار خشکی اشاره نمود [۹ و ۱۰].

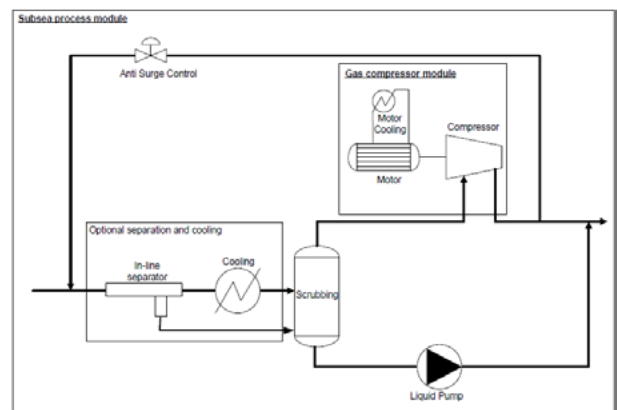
آب پیش‌بینی شده (شکل-۱) که موجب افزایش بازافت گاز نسبت به استفاده از سکوی تقویت فشار دریایی و خشکی خواهد شد. در شکل-۲ سیستم فرآورشی جهت فشارافزایی در ایستگاه تقویت فشار زیردریایی ارائه شده است [۵-۷].

۱-۲- به کارگیری حلقه‌ی لوله

اساساً هدف از نصب حلقه‌ی لوله^۳ (به کارگیری خط لوله‌ی جدید موازی خط لوله‌ی موجود) در پایین دست جریان، کاهش افت فشار در آن بخش از خط لوله و بالتبع در کل خط لوله



شکل ۱ | شماتیک ایستگاه تقویت فشار زیردریایی میدان Aegard نروژ



شکل ۲ | شماتیک سیستم فرآورش ایستگاه تقویت فشار زیردریایی میدان Aegard نروژ

جدول ۱ | مشخصات کلی میدان دریایی مورد مطالعه

مقدار	خواص
۵۳۰۰	فشار اولیه در عمق مبنای حدود ۹۰۰۰ فوت (Psia)
۴۳۵۰	فشار شبنم (Psia)
۲۱۶	دمای مخزن (°F)
۳۷	نسبت CGR اولیه (STB/MMscf)

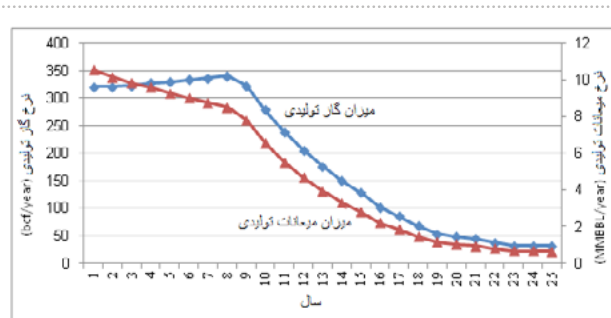
۲- مدل سازی مخزن

این میدان گازی در ناحیه‌ی خلیج فارس قرار گرفته و مشخصات کلی آن طبق جدول ۱- است.

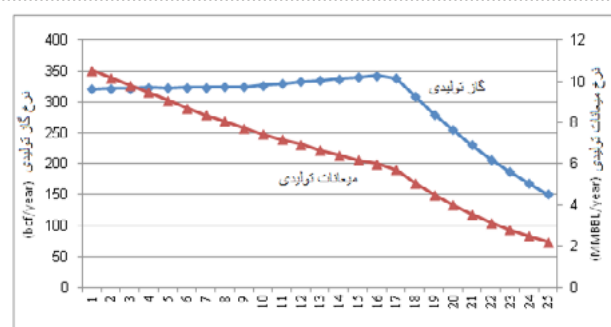
مدل سازی این میدان در دو بخش خواص سیالات و مدل سازی مخزنی ارزیابی شده است. بدین منظور جهت شبیه سازی خواص سیالات از نرم افزار PVTi در مجموعه‌ی GeoQuest استفاده شده است. اطلاعات ورودی نرم افزار از جمله فشار نقطه‌ی شبنم سیال، بیشینه‌ی اشباع میعانات، گرانیوی گاز، عامل حجمی سازند در حالت گاز و ... از نتایج آزمایش‌های انبساط در شرایط ترکیب ثابت^۴ و تخلیه‌ی حجم ثابت^۵ تخمین زده شده است. جهت تطابق گیری داده‌ها از معادله‌ی حالت پنگ رابینسون درجه سوم استفاده شده است. نتایج داده‌های آزمایشگاهی خواص سیالات پس از مقایسه با مقادیر معادله‌ی حالت پیشنهادی و مشاهده‌ی تطابق مناسب، با فرمتی مناسب و جهت استفاده در مدل مخزنی خروجی گرفته شده و به نرم افزار تغذیه شده است.

شبیه سازی مخزن توسط نرم افزار اکلیپس-۳۰۰ انجام شده که برای سیال گاز میعانی مناسب بوده و محاسبات نفوذ پذیری سیال در آن به صورت ترکیبی (حل معادلات جریان برای هر جزء سیال به صورت جداگانه) حل می شود. مدل مخزنی شامل

میدان مورد مطالعه یکی از میداین گاز سبک میعانی است که بخش اعظم آن از متان و اجزای میانی آن از هیدروکربن تشکیل شده‌اند و ترکیبات سنگین آن درصد مولی نسبتاً کمتری دارند.



شکل ۳ | تولید گاز و میعانات در حالت تخلیه‌ی طبیعی در میدان دریایی مورد مطالعه



شکل ۴ | تولید گاز و میعانات با به کار گیری ایستگاه تقویت فشار دریایی در میدان دریایی مورد مطالعه

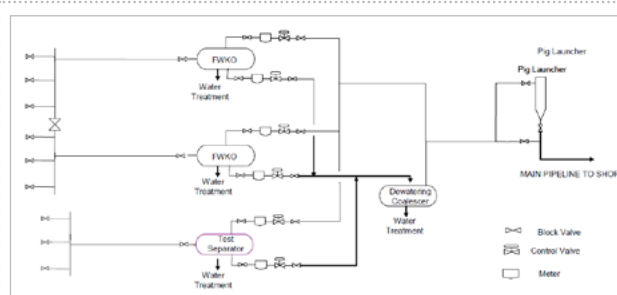
۲ | اطلاعات شبیه سازی در محیط Aspen Hysys 2006

معادله‌ی حالت: Peng - Robinson

۸۰	دمای گاز ورودی به کمپرسور (سانتی گراد)
۲	نسبت تراکم
۷۶/۸	بازده پلی تروپیک کمپرسور (درصد)
۸۷	درصد مولی متان در خوراک ورودی به کمپرسور
۹/۶	درصد مولی اجزاء سنگین تر از اتان (C_2^+) در خوراک ورودی به کمپرسور
۲/۹	درصد مولی سایر اجزاء (آب، نیتروژن، دی اکسید کربن و مرکاپتان‌ها) در خوراک ورودی به کمپرسور
۵۰۰۰	ترشی گاز در خوراک ورودی به کمپرسور (PPM)

۳ | توان مورد نیاز کمپرسور و پمپ جهت فشارافزایی

۴۵۱۶۱	توان مورد نیاز کمپرسورهای ایستگاه تقویت فشار دریایی (اسب بخار)
۵۸۵	توان مورد نیاز پمپ‌های ایستگاه تقویت فشار دریایی (اسب بخار)



شکل ۵ | شماتیک سکوی تولید گاز میدان مورد مطالعه



شکل ۶ | شماتیک فایل شبیه سازی ایستگاه تقویت فشار دریایی در میدان دریایی مورد مطالعه

برای دو سناریو مقایسه شده است. بر این اساس، میزان گاز و میعانات تولیدی میدان مورد مطالعه بدون استفاده از کمپرسور برای یک دوره ۲۵ ساله ارائه شده است (شکل-۳). مشاهده می شود که به دلیل کاهش پتانسیل مخزن (به خصوص در اثر افت فشار) تولید گاز و میعانات روندی نزولی دارد. به طوری که در حالت پیشینه‌ی تولید، نرخ تولید سالیانه‌ی میدان حدود ۳۲۰ میلیارد فوت مکعب بوده و این سقف تولید حدوداً ۹ سال ادامه خواهد داشت. از سال نهم گاز تولیدی با شیبی سریع شروع به افت خواهد کرد. با توجه به اینکه فشار به زیر فشار نقطه‌ی شبنم گاز رسیده روند افت میعانات نیز از ابتدا روندی کاهشی خواهد داشت. در این حالت فشار سرچاهی حدود ۱۸۰۰ پام بوده و در مدل نیز اعمال شده است.

شکل-۴ تولید گاز و میعانات میدان را در حالت استفاده از ایستگاه تقویت فشار دریایی (کمپرسور) از ابتدای سال نهم تولید نشان می دهد که در این حالت فشار سرچاهی نصف حالت بدون کمپرسور (۹۰۰ پام) در نظر گرفته شده است. بر اساس این شکل تولید گاز میدان با نرخ سالیانه‌ی ۳۲۰ میلیارد فوت مکعب برای حدود ۱۷ سال (حدود ۸ سال بیشتر از سناریوی وجود کمپرسور) در سقف تولید خواهد بود.

۳- شبیه‌سازی تأسیسات سطح‌الارضی

در شکل-۵ شماتیک تأسیسات فرآورش‌ی سکوی تولید گاز میدان نشان داده شده است. سیال تولیدی چاه‌ها در یک چندراهه^۶ جمع‌آوری شده و جهت جداسازی آب، گاز و میعانات به تفکیک گرسه‌فازی^۷ ارسال می‌شود. گاز خروجی از بالای تفکیک گرسه‌فازی جهت فشارافزایی به کمپرسور سانتریفیوژ و میعانات به پمپ مربوطه ارسال می‌شوند. در خروجی سکوی ایستگاه تقویت فشار، گاز و میعانات توسط خط لوله‌ی مشترکی و به صورت دوفازی به خشکی ارسال خواهند شد. برای پیشگیری از خوردگی و تشکیل هیدرات در خط لوله‌ی اصلی موادی مانند متیل اتیل گلایکول^۸ به جریان گاز ارسالی به تأسیسات خشکی تزریق می‌گردد.

جهت محاسبه‌ی توان مورد نیاز کمپرسورها شبیه‌سازی ایستگاه تقویت فشار دریایی توسط نرم‌افزار Aspen Hysys 2006 انجام شد که شماتیک آن در شکل-۶ ارائه شده است. جهت شبیه‌سازی فشار ورودی به کمپرسورها معادل ۹۰۰ psi خروجی مدل مخزنی (در حالت کاهش فشار سرچاهی) استفاده گردید. طبق شکل-۵ با توجه به اینکه سکوی موجود دو ردیف ظروف FWKO دارد، آرایش کمپرسورها و پمپ‌ها به صورت ۱+۲ (یک دستگاه به صورت یدک) در نظر گرفته شد. در حالت استفاده از ایستگاه

۱۳×۷۸×۱۵۳ سلول بوده و معادلات برای هر سلول جداگانه محاسبه شده است.

جهت بهبود بازیافت گاز، مدل‌سازی در دو حالت وجود و عدم وجود کمپرسور انجام گردیده و نتایج ارزیابی شده‌اند؛ سپس نتایج اجرای شبیه‌سازی (مقادیر گاز و میعانات تولیدی)

۴ | مفروضات اقتصادی احداث ایستگاه تقویت فشار دریایی

هزینه‌ی مورد نیاز جهت سرمایه‌گذاری	۵۵۴ میلیون دلار
دوران ساخت	۳ سال (میزان سرمایه‌گذاری به نسبت ۲۰، ۴۰ و ۴۰ درصد)
میانگین هزینه‌های عملیاتی سالیانه طی دوران بهره‌برداری	۲۵ میلیون دلار
قیمت فروش هر بشکه نفت خام	۶۰ دلار
قیمت فروش هر بشکه میعانات گازی	۶۰ دلار
قیمت فروش گاز ترش غنی (بر اساس قیمت فروش گاز غنی ترش با کسر هزینه‌های شیرین‌سازی)	۵۵۰۰ دلار در هر میلیون فوت مکعب

۵ | شکست هزینه‌های سرمایه‌گذاری

هزینه‌ی طراحی، خرید و نصب کمپرسورها (قیمت واحد: ۳۵۰ دلار بر اسب بخار)	۱۵۸/۱ میلیون دلار
هزینه‌ی طراحی، خرید و نصب پمپ‌ها (قیمت واحد: ۷۰۰ دلار بر اسب بخار)	۰/۴ میلیون دلار
هزینه‌ی سکوی عملیاتی و جکت	۱۴۱/۵ میلیون دلار
هزینه‌ی سکوی مسکونی ۱۶ نفره	۱۰۴ میلیون دلار
هزینه‌ی تأمین برق	۱۰۰ میلیون دلار
هزینه‌های غیرسرمایه‌ای (۱۰ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای)	۵۰/۴ میلیون دلار
هزینه‌های سرمایه‌ای	۵۵۴ میلیون دلار
هزینه‌های سالیانه‌ی عملیاتی (۵ درصد هزینه‌های سرمایه‌ای)	۲۵/۲ میلیون دلار

۶ | نتایج ارزیابی اقتصادی طرح

خالص ارزش فعلی طرح (NPV)	۵۸۳ میلیون دلار با نرخ تنزیل ۱۵ درصد
نرخ داخلی بازگشت سرمایه (IRR)	۲۰ درصد

ایستگاه تقویت فشار دریایی نسبت به سناریوی پایه (تولید در حالت تخلیه‌ی طبیعی) و مفروضات اقتصادی جدول-۴، نتایج ارزیابی اقتصادی طرح در جدول-۶ ارائه شده که نشان‌دهنده‌ی اقتصاد مناسب طرح است.

نتیجه‌گیری

با توجه به لزوم تأمین خوراک پایدار برای تأسیسات پایین‌دستی و همچنین برنامه‌ی تولید میدان (و افت تولید طبیعی میدان طی دوره‌ی تولید)، جهت افزایش ضریب بازیافت ثانویه‌ی گاز برای یک میادین گازی، نیاز به استفاده از روش‌های بهبود بازیافت گاز مانند ایستگاه‌های تقویت فشار اجتناب‌ناپذیر است. همچنین با توجه به بررسی‌های این مطالعه به‌نظر می‌رسد به کارگیری ایستگاه تقویت فشار دریایی بهترین گزینه‌ی تأمین خوراک از این میدان دریایی نسبت به سایر روش‌هاست که قابلیت اجرایی در میادین دریایی کشور را در شرایط کنونی دارد.

از نتایج این مطالعه می‌توان به اقتصاد مناسب طرح (نرخ بازگشت سرمایه‌ی ۲۰ درصد)، تولید بیش از ۴۰ میلیون بشکه میعانات نسبت به گزینه‌ی تخلیه‌ی طبیعی در دوره‌ی ۲۵ ساله و حفظ سقف تولید به‌میزان هشت سال بیشتر از حالت تخلیه‌ی طبیعی اشاره کرد.

تقویت فشار، گاز خروجی از ظروف FWKO سکوی موجود، در سکوی تقویت فشار جدید به ورودی کمپرسورها ارسال شده و پس از فشارافزایی، جهت ارسال به خشکی به‌همراه میعانات خروجی پمپ‌ها، به خط لوله‌ی اصلی منتقل می‌شود. اطلاعات مورد نیاز جهت شبیه‌سازی در جدول-۲ ارائه شده است. همچنین توان مورد نیاز برای فشارافزایی گاز تولیدی از میدان توسط نرم‌افزار Aspen Hysys 2006 به شرح جدول-۳ محاسبه شده است. در این مطالعه آرایش کمپرسورها و پمپ‌ها به‌صورت ۲+۱ (لحاظ کردن ردیف یدک) و تأمین برق توسط توربین‌های گازی انجام خواهد شد. همچنین ایستگاه تقویت فشار دریایی شامل یک سکوی فرآیندی (شامل کمپرسورها، پمپ‌ها، توربین‌های گازی، سیستم مشعل و ...) و یک سکوی مسکونی است [۱۰].

۴- ارزیابی اقتصادی

مفروضات لازم جهت ارزیابی اقتصادی احداث ایستگاه تقویت فشار دریایی به شرح جدول-۴ است. شکست هزینه‌ی سرمایه‌گذاری (شامل هزینه‌های سرمایه‌ای و غیرسرمایه‌ای) به شرح جدول-۵ است. با توجه به افزایش تولید گاز و میعانات ناشی از به‌کارگیری

پانویس‌ها

- | | | |
|-----------------------------------|---|------------|
| 1. Infill Drilling | 4. Constant Composition Expansion (CCE) | 7. FWKO |
| 2. Subsea Gas Compression Station | 5. Constant Volume Depletion (CVD) | 8. MEG |
| 3. Loop | 6. Manifold | 9. Plateau |

منابع

- [1] Walas Stanley M., "Chemical Process Equipment: Selection and Design", Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Kansas (1990).
- [2] Coker A. K., "Ludwig's Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants", 4th Edition, Vol. I, Gulf Professional Publishing (2014).
- [3] Bjerkreim B., "Subsea gas compression: A future option", Offshore Technology Conference, USA (2004).
- [4] Haynes M. D., "Leman Gas Compression Project Southern North Sea", Offshore Technology Conference, USA (1976).
- [5] www.akersolutions.com/subsea
- [6] Hjelmeland M., Olsen A. B., Marjuhan R., "Advanced in Subsea Wet Gas Compression Technologies", International Petroleum Technology Conference, Thailand (2011).
- [7] Fantoft R., "Subsea Gas Compression: Challenges and solutions", Offshore Technology Conference, USA, (2005).
- [8] Labbe J. P., Allegre V., "Ekpe Gas Compression Project - Float-Over Deck Installation", Offshore Technology Conference, USA (1998).
- [9] Hancock W.P., "Operational Experience of Running Multicasing Gas Compression Trains on a North Sea Platform", SPE Production Engineering, Pp. 279-288 (1986).
- [10] Chakrabart S. K., "Hydrodynamics of offshore structures", Offshore Structure Analysis Inc, WIT Press., (1994).