Archive of SID

بررسی عملکرد تزریق مونو اتیلن گلایکول(MEG) در جلوگیری از تشکیل پدیده هیدرات حین تولید از میدان گازی پارس جنوبی

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

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

Mahdi.Fakoori@gmail.com

چکیده

میدان گازی پارس جنوبی یک میدان مشترک بین ایران و قطر است که در ۱۰۵ کیلومتری از ساحل عسلویه در مرز ایران و قطر قرار دارد و ۸ درصد ذخائر گازی کل جهان و نیز ۵۰ درصد ذخائر گازی شناخته شده کشورمان را تشکیل می دهد تشکیل هیدرات در خطوط لوله گاز و میعانات گازی یکی از مشکلات بزرگ فرا روی کارکنان عملیات بهره برداری و مهندسین اداره بهره برداری است که هر ساله هزینه های بسیاری را به خود اختصاص می دهد. هیدرات های گازی مولکول های پیچیده کریستالی هستند که از مخلوط آب و مولکول های گاز با اندازه مناسب تشکیل می شوند. امروزه سه ساختار برای هیدرات های گازی شناخته شده است که عبارتنداز: ساختار I یاS(I)، ساختارII یا S(II)، ساختار H یا S(H)، برای تشکیل هیدرات سه شرط لازم است در تأسیسات دریایی (off shore)که کلاً از دو سکوی سر چاهی تشکیل شده است هیچگونه عملیاتی پالایشی بر روی گاز و مایعات همراه انجام نمی‌شود. در هر فاز ده حلقه چاه تولیدی وجود دارد که گازهای استخراج شده را به یک شاهراه (Manifold) می‌فرستند که از طریق خط لوله دریایی(Sea line) به سمت پالایشگاه گسیل می‌شود. پس از استخراج گاز از چاه، فشار گاز توسط شیرهای فشارشکن (Choke Valve) که بر روی هر چاه قرار دارد از فشار مخزن که حدوداً ۳۱۳ بار می‌باشد تا حدود ۱۱۵ بار کاهش می‌یابد. در این مقاله سعی شده است که مسئله هیدرات در یکی از سکوهای میدان گازی پارس جنوبی مورد بررسی قرار گیرد. بدین منظور از مدل واقعی استفاده گردید و نتیجه حاصل از تزریق غلظت های مختلف مونو اتیلن گلایکول (MEG) مورد بررسی قرار گرفت.

واژه های کلیدی: میدان گازی پارس جنوبی، خطوط لوله، هیدرات گازی، مونو اتیلن گلایکول

---

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

[۲]- استادیار دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه صنعتی شریف

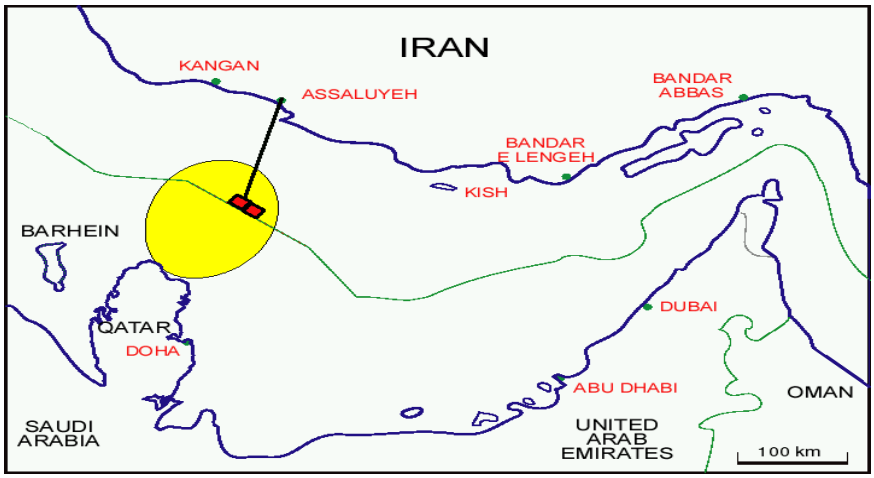
۳- استادیار دانشکده مهندسی نفت، دانشگاه آزاد اسلامی واحد علوم و تحقیقات فارس

www.SID.ir

Archive of SID

مقدمه

بندر عسلویه در ۲۷۰ کیلومتری جنوب شرقی بوشهر نیز به عنوان منطقه ساحلی برای ایجاد تاسیسات خشکی و پشتیبانی این میدان انتخاب گردید. میدان گازی پارس جنوبی یک میدان مشترک بین ایران و قطر است که در ۱۰۵ کیلومتری از ساحل عسلویه در مرز ایران و قطر قرار دارد و ۸ درصد ذخائر گازی کل جهان و نیز ۵۰ درصد ذخائر گازی شناخته شده کشورمان را تشکیل می دهد (شکل ۱). این میدان با مساحت ۳۷۰۰ کیلومتر مربع، دارای متجاوز از ۴۵۰ تریلیون فوت مکعب گاز طبیعی و حدود ۱۸ میلیون بشکه میعانات گازی می باشد. مخزن مزبور دارای چهار لایه K1 و K2 و K3 و K4 بوده و لایه K4 با ظرفیت ۵۵ درصد کل ذخیره گاز، از لحاظ میعانات گازی غنی ترین آنها می باشد. فشار و درجه حرارت گاز منبع در عمق ۲۷۸۰ متری به ترتیب ۵۲۸۵ پوند بر اینچ مربع مطلق (Psia) و ۲۱۰ درجه فارنهایت می باشد. این مخزن از نوع مخازن کربناته می باشد، مخازن کربناته نتیجه رسوب گذاری ارگانیسم های حیوانی و نباتی می باشد. ساختار درونی این مخازن معمولا پیچیده هستند.[10,11]



شکل ۱: میدان گازی پارس جنوبی در دریای خلیج فارس

تشکیل هیدرات در خطوط لوله گاز و میعانات گازی یکی از مشکلات بزرگ فرا روی کارکنان عملیات بهره برداری و مهندسین اداره بهره برداری است که هر ساله هزینه های بسیاری را به خود اختصاص می دهد. هزینه های ناشی از ایجاد خوردگی تاسیسات، انجام عملیات توپک رانی در خطوط لوله و... همگی به واسطه مشکل تولید هیدرات گازی در خطوط لوله است که باید با مدیریتی

www.SID.ir

Archive of SID

صحیح در راستای حل این مشکل گامی اساسی برداشته شود. هیدرات های گازی جامد در دمای زیر ۲۰ درجه سانتی گراد و فشاری که معمولاً در لوله ها و تجهیزات فرایندی وجود دارد، تشکیل می شوند.

هیدرات های گازی مولکول های پیچیده کریستالی هستند که ازمخلوط آب و مولکول های گاز با اندازه مناسب تشکیل می شوند. مولکول های آب (میزبان) به وسیله پیوند هیدروژنی، ساختارهای کریستالی ناپایداری با چندین حفره تشکیل می دهند. مولکول های گاز (مهمان) می توانند حفره های بلور را اشغال کرده و هنگامی که حداقل تعداد حفره ها اشغال شدند، ساختار کریستالی محکم خواهد شد و هیدرات گازی جامد شکل می گیرد. حتی در دماهای بالاتر از نقطه انجماد آب، ساختار بسیار منظمی که مولکول های مهمان را در خود جای می دهد، ممکن است ساختار زئولیت ها را در ذهن تداعی کند.[1,12]

امروزه سه ساختار برای هیدرات های گازی شناخته شده است که عبارتنداز:

۱- ساختار I یا S(I): متان، اتان، دی اکسید کربن و سولفید هیدروژن، ساختار هیدرات گازی S(I) را می سازند.

۲- ساختارII یا S(II): مولکول های بزرگ تر مثل پروپان و ایزوبوتان، این هیدرات ها را می سازند.

۳- ساختار H یا S(H): قادرند مولکول هایی شامل پروپان، ایزوبوتان، سیکلوپنتان، بنزن و غیره را در خود جای دهند.[7,8]

۱-۱ شرایط تشکیل هیدرات ها

برای تشکیل هیدرات سه شرط لازم است

ترکیب درست و مناسب از فشار و دما: معمولاً در دمای پایین و فشار بالا هیدرات تشکیل می‌گردد.

وجود یک تشکیل دهنده هیدرات: شامل مولکول‌هایی نظیر متان، اتان، پروپان، دی‌اکسید کربن و... می‌توانند باشند.

مقدارکافی از آب: نه خیلی کم و نه خیلی زیاد.

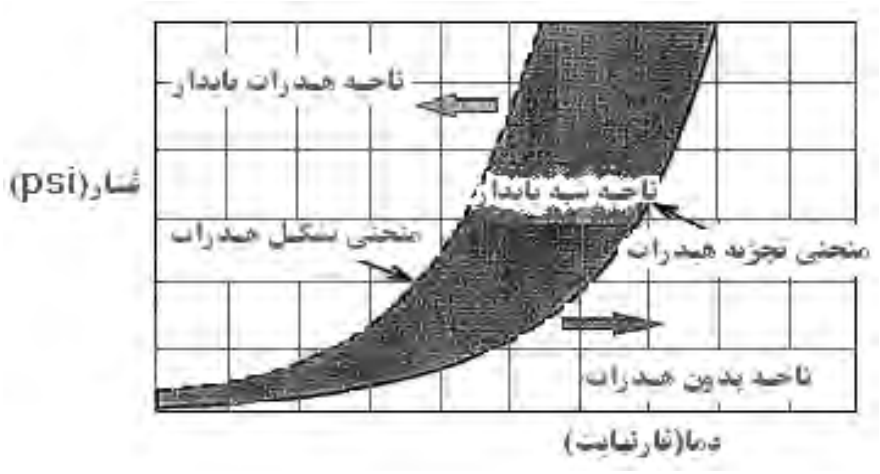
مقدار دقیق فشار و دمای لازم برای تشکیل هیدرات بستگی به اجزاء گاز و ترکیب درصد آنها دارد.به هر حال هیدرات‌های گازی در دماهای بالاتر از صفر درجه سانتیگراد که نقطه انجماد آب است، تشکیل می‌شوند. بنابراین برای جلوگیری از تشکیل هیدرات باید یکی از سه شرط فوق حذف گردد که ما قادر به حذف تشکیل دهنده‌های هیدرات نخواهیم بود و باید با دو پارامتر دیگر به بررسی موضوع بپردازیم.[3]

۱-۱-۱ تشکیل و تجزیه هیدرات

منحنی های تشکیل و تجزیه هیدرات به منظور تعیین روابط فشار/ دمای تشکیل و تجزیه هیدرات ها مورد استفاده قرار می گیرند. این منحنی ها ممکن است با انجام یک سری آزمایشات تجربی ایجاد گردند و یا به شکل متداول تر، با استفاده از نرم افزارهای ترمودینامیکی بر اساس فازهای آبی و هیدروکربن سیستم پیش بینی شوند. منحنی‌های تشکیل هیدرات، محدودهٔ دما و فشاری را که کل سیستم هیدروکربن گازی در داخل خط لوله باید در شرایط پایا و گذرا در آن محدوده عمل کند تا مانع از تشکیل هیدرات گردد، نشان می‌دهند.

www.SID.ir

Archive of SID



نمودار۱: نواحی تشکیل و تجزیه هیدرات

نمودار شماره۱ مثالی از منحنی‌هایی است که پایداری هیدرات‌های گاز طبیعی را به عنوان تابعی از دما- فشار نشان می‌دهد. در طرف راست منحنی تجزیه منطقه‌ای است که هیدرات در آن تشکیل نمی‌شود به این معنا که انجام عملیات در این محدوده فاقد خطرات ناشی از انسداد هیدرات‌ها خواهد بود. در طرف چپ منحنی تشکیل هیدرات، منطقه‌ای است که در آن هیدرات‌ها از لحاظ ترمودینامیکی پایدار بوده و مستعد شکل‌گیری می‌باشد. این پایداری هیدرات‌ها با افزایش فشار و کاهش دما افزایش می‌یابد. عموماً یک تاخیر زمانی وجود دارد که باید تا میزانی پایین‌تر از دمای پایداری هیدرات کاهش یابد تا هیدرات‌ها تشکیل گردند.[2]

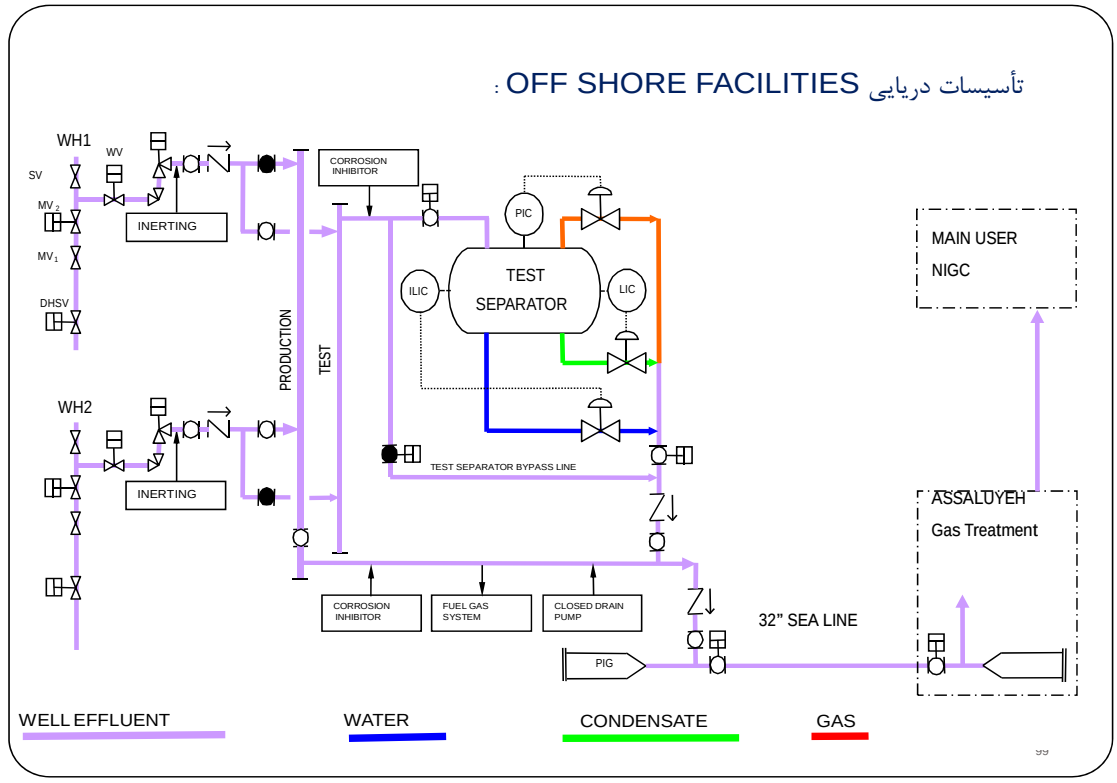
۲- تأسیسات دریایی (OFF SHORE FACILITIES)

در تأسیسات دریایی (off shore) که کلاً از دو سکوی سر چاهی تشکیل شده است هیچگونه عملیاتی پالایشی بر روی گاز و مایعات همراه انجام نمی‌شود و سیستم به طوری طراحی شده است که در حالت معمول (Normal) هیچگونه نفری بر روی سکو مورد نیاز نمی‌باشد. در هر فاز، ده حلقه چاه تولیدی وجود دارد که گازهای استخراج شده را به یک شاهراه (Manifold) می‌فرستند که از طریق خط لوله دریایی (Sea line) به سمت پالایشگاه گسیل می‌شود. پس از استخراج گاز از چاه، فشار گاز توسط شیرهای فشارشکن (Choke Valve) که بر روی هر چاه قرار دارد از فشار مخزن که حدوداً ۳۱۳ بار می‌باشد تا حدود ۱۱۵ بار کاهش می‌یابد.[4]

برای جلوگیری از ایجاد پدیده هیدرات در جداره داخلی خطوط لوله دریایی، گلایکول (MEG) توسط دو خط ٤ اینچ از پالایشگاه و توسط پمپ‌های رفت و برگشتی به سکوها فرستاده می‌شود. قابل توجه است که گلایکول بر روی سکوها به یک تانک ذخیره فرستاده می‌شود تا در مواقع اضطراری توسط دو پمپ دیگر به خطوط لوله افزوده شود.[15]

www.SID.ir

Archive of SID



شکل۲: تأسیسات دریایی میدان گازی پارس جنوبی

برای جلوگیری از انباشته شدن و همچنین در جهت هول دادن (push) مایعات گازی مانده در خطوط لوله به سمت پالایشگاه، از ابزاری بنام توپک (pig) استفاده می‌شود که این ابزار از مکانی به نام ارسال کننده توپک (Pig Launcher) به خطوط لوله فرستاده شده و پس از رسیدن به پالایشگاه، در ورودی خط لوله توسط دریافت کننده توپک (Pig Receiver) دریافت می‌شود. علاوه بر این تأسیسات، می‌توان به Test Separator ها اشاره کرد، که برای بررسی عملکرد چاهها و میزان گاز و مایعات همراه با آن استفاده می‌شوند. نحوه کار بدین صورت است که برای مدت زمان معین گاز و مایعات از این مسیر گذرانده شده و سپس به همان خط اصلی (Header) تزریق می‌شوند. که آنالیز آزمایشگاه از ترکیبات ورودی به خط لوله دریایی در جدول شماره ی یک آورده شده(جدول ۱) سکوی فوق شامل ده چاه تولیدی است که جریان از هر چاه تولیدی از یک شیر فشار شکن (choke valve) عبور می نماید و با مخلوط شدن با جریان دیگر چاه ها وارد یک شاهراه (manifold) می شود (شکل ۲). قبل از ورود به خط لوله دریایی یک نقطه تزریقی مونو اتیلن گلایکول برای جلوگیری از تشکیل هیدرات در خط لوله دریایی وجود دارد و در آخر خط لوله دریایی که ورودی به پالایشگاه است فشار بر روی ۷۵ بار تنظیم می شود. در اینجا طول ۸۵ کیلومتر را ابتدا بدون هیچ گونه تزریق بازدارنده ای تست می شود وبعد از آن از بازدارنده ای به نام مونو اتیلن گلایکول (MEG) با درصد وزنی های مختلف استفاده می شود. (جدول ۲) [5,6,9,16]

www.SID.ir

Archive of SID

جدول ۱: آنالیز آزمایشگاه مربوط **به ترکیبات ورودی به خط لوله دریایی**

Component Selection					
Hydrocarbons	Mol	Formulae	Type	Liqphase	Index
Hydrogen Sulphide	0.72	H2S	lib	hc	0
Carbon dioxide	2.3	CO2	lib	hc	0
Nitrogen	3.74	N2	lib	hc	0
Methane	81.93	C1	lib	hc	0
Ethane	5.05	C2	lib	hc	0
Propane	1.88	C3	lib	hc	0
Isobutane	0.4	iC4	lib	hc	0
butane	0.65	nC4	lib	hc	0
Isopentane	0.29	iC5	lib	hc	0
Pentane	0.29	nC5	lib	hc	0
Hexane	0.4	C6	lib	hc	0
PSCS1	1.33	PSCS1	pet	hc	201
PSCS2	0.55	PSCS2	pet	hc	202
PSCS3	0.47	PSCS3	pet	hc	203
Aqueous	Valu0.e WGR(bbl/mmscf)	Formulae	Type	Liqphase	Index
Water	0.05	H2O	lib	hc	7.758E

Equation of state	SRK
viscosity	pedersen

Petroleum Fraction												
Name	BP	MW	SG	TC	PC	Ac.factor	LV	VC	Ac.factor	Volume Shift	Ref . Dens	Ref. Tep.
	F			F	Psia			ft3		ft3	lb/ft3	F
PSCS1	697	106	0.7451	908.6	102.77	1.0738			1.0738			
PSCS2	821	821	0.7892	1019.6	88.593	1.2369			1.2369			
PSCS3	101	101	0.8437	452.12	811.5	0.179			0.179			

جدول۲: اطلاعات مربوط به طول، زاویه، دمای آب دریا و ضریب عایق حرارتی خط لوله دریایی

Distance (km)	Elevation (m)	Tempreature (deg C)	U Value (W/m²/K)
5	-58	15	400
10	-67	13	400
24	-60	14	400
25	-50	15	400
26	-67	13	400
28	-42	15	400
32	-68	13	400
33	-62	13	400
34	-80	13	400
35	-63	13	400
42	-88	13	400
43	-65	13	400
44	-80	13	400
56	-80	13	400
57	-100	13	400
58	-75	13	400
59	-95	13	400

www.SID.ir

Archive of SID

60	-68	13	400
61	-88	13	400
62	-78	13	400
65	-88	13	400
66	-78	13	400
67	-97	13	400
68	-69	13	400
69	-90	13	400
72	-68	13	400
75	-90	13	400
79	-62	13	400
81	-82	13	400
82	-60	14	400
83	-92	13	400
84	-30	15	400
85	-70	13	400

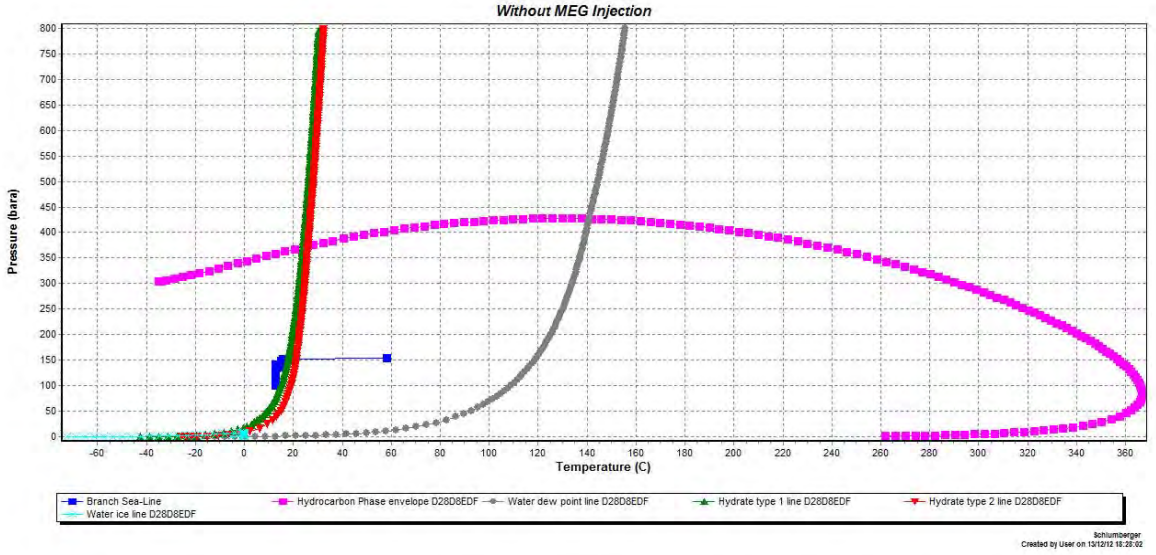
موضوع این مطالعه شبیه سازی یکی از سکوهای میدان گازی پارس جنوبی با استفاده از نرم افزار pipesim شرکت شلمبرژر می باشد. [13,14]

در نمودارهای ذیل خط سبز نشان دهنده هیدرات نوع اول، خط قرمز نشان دهنده هیدرات نوع دوم، خط صورتی نمودار فازی، خط خاکستری نقطه شبنم آب و نقاط آبی مربوط به خط لوله است.

در ابتدا هیچ گونه بازدارنده ای تزریق نمی شود در این صورت نمودار۲ نمایان گر این است که تمام تولید در ناحیه هیدرات نوع اول و دوم قرار دارد و نمودار آبی رنگ زمانی که تولید در دمای ^{oc} ۵۹ و فشار ۱۵۰bara باشد می تواند از ناحیه هیدرات نوع اول و دوم دور باشد.

www.SID.ir

Archive of SID

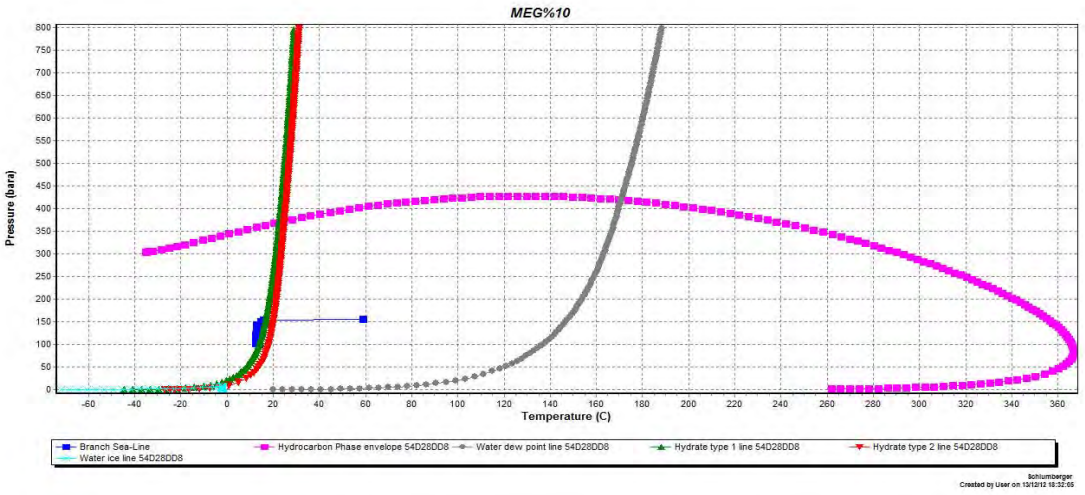


نمودار ۲: بدون تزریق MEG

برای جدا نمودن تولید از ناحیه هیدرات از بازدارنده ای به نام مونو اتیلن گلایکول (MEG) با درصدهای وزنی مختلف استفاده می شود. منظور از در صد وزنی این است که در صدی به آب اختصاص دارد و در صدی هم به مونو اتیلن گلایکول اختصاص دارد .

از بازدارنده با مونو اتیلن گلایکول (MEG) درصد وزنی مختلف و به میزان(۵۰۰m^3/day) ۲۰ m^3/hr استفاده می شود.

همانطور که در نمودار ۳ مشاهده می شود کل تولید بغیر از ۵ کیلومتر ابتدایی همگی در ناحیه ی سمت چپ که ناحیه تشکیل هیدرات است قرار دارد.

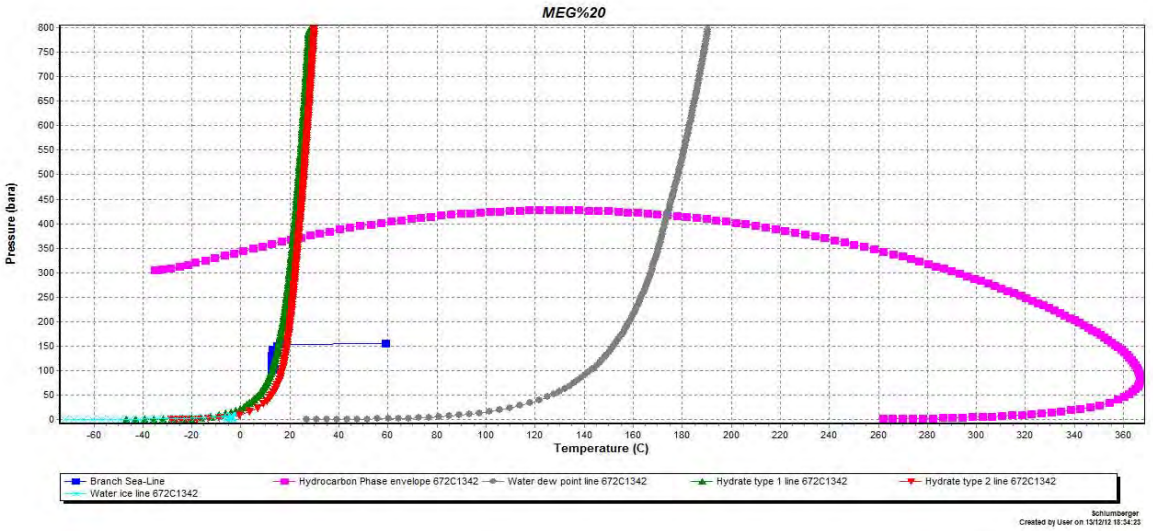


نمودار ۳: غلظت MEG %10

در غلظت تزریقی ۲۰ درصد (نمودار۴) دوباره بغیر از ۵ کیلومتر ابتدایی، کل نقاط در ناحیه هیدرات قرار دارند.

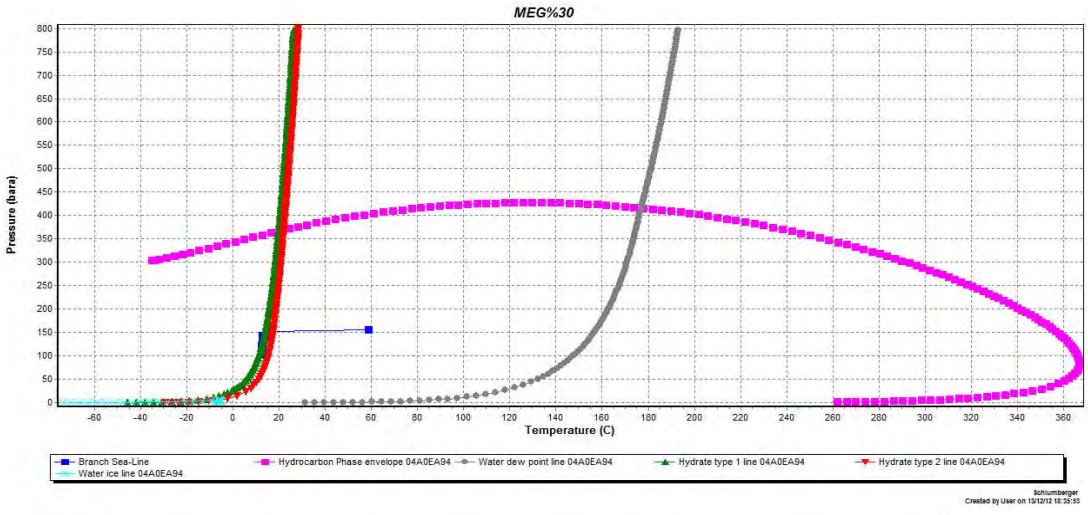
www.SID.ir

Archive of SID



نمودار ۴: غلظت MEG %20

در نمودار ۵ مشاهده می شود که غلظت به ۳۰ درصد افزایش یافته و تمامی نقاط بغیر از ۵ کیلومتر ابتدایی روی خطوط قرمز و سبز که مربوط به هیدرات نوع اول و دوم هستند قرار دارند.

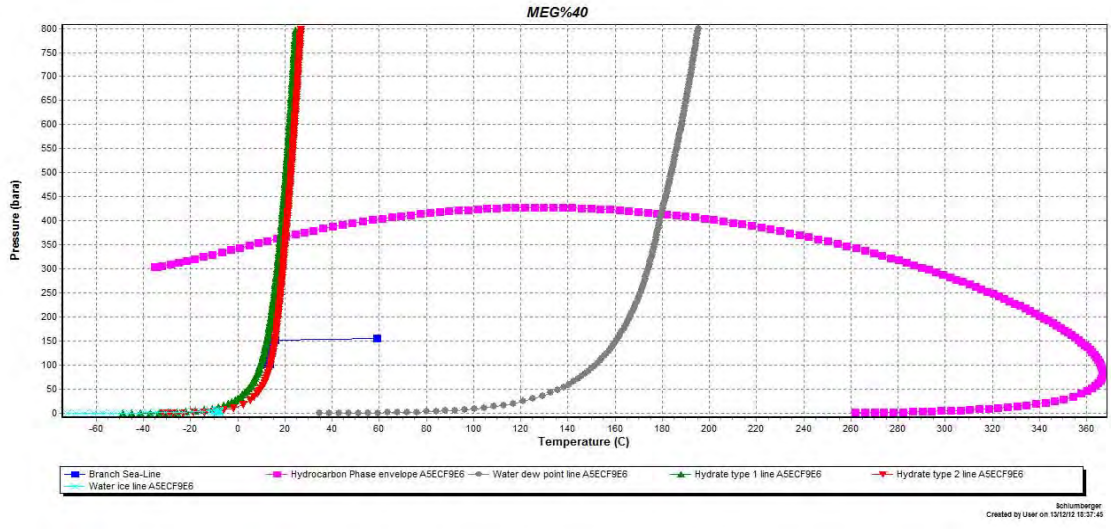


نمودار۵: غلظت MEG %30

در نمودار ۶ با تزریق غلظت ۴۰ درصد مشاهده شد که تمامی نقاط بغیر از ۵ کیلومتر ابتدایی در ناحیه هیدرات، و نقاط روی مرز هیدرات نوع اول و دوم قرار دارند.

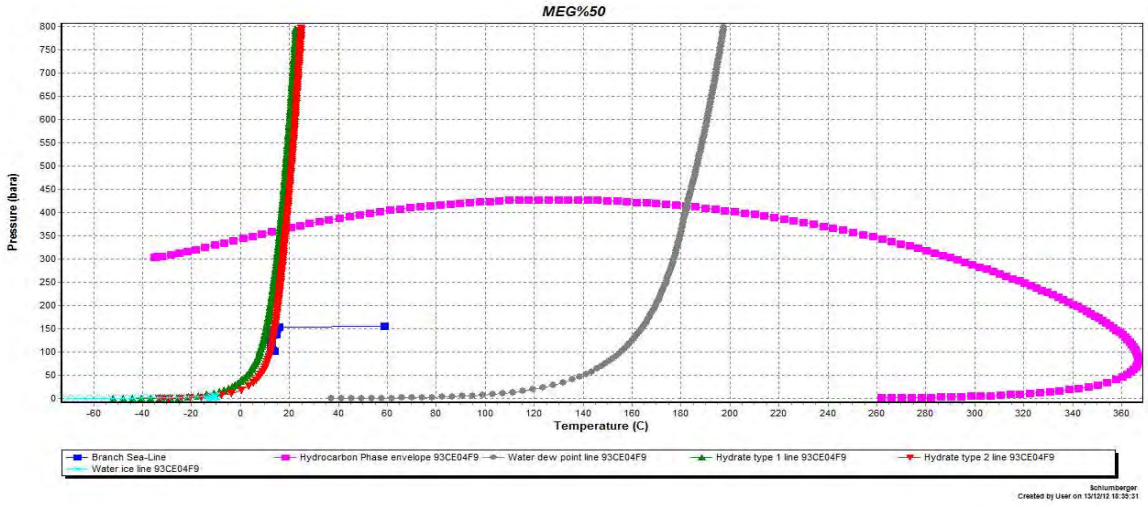
www.SID.ir

Archive of SID



نمودار۶: غلظت MEG %40

در نمودار ۷ با تزریق غلظت ۵۰ درصد مشاهده شد که تمامی نقاط بغیر از ۵ کیلومتر ابتدایی در ناحیه هیدرات، و تمام نقاط از هیدرات نوع اول جدا شده و به سمت نمودار قرمز رنگ که مربوط به هیدرات نوع دوم می باشد حرکت نموده است.

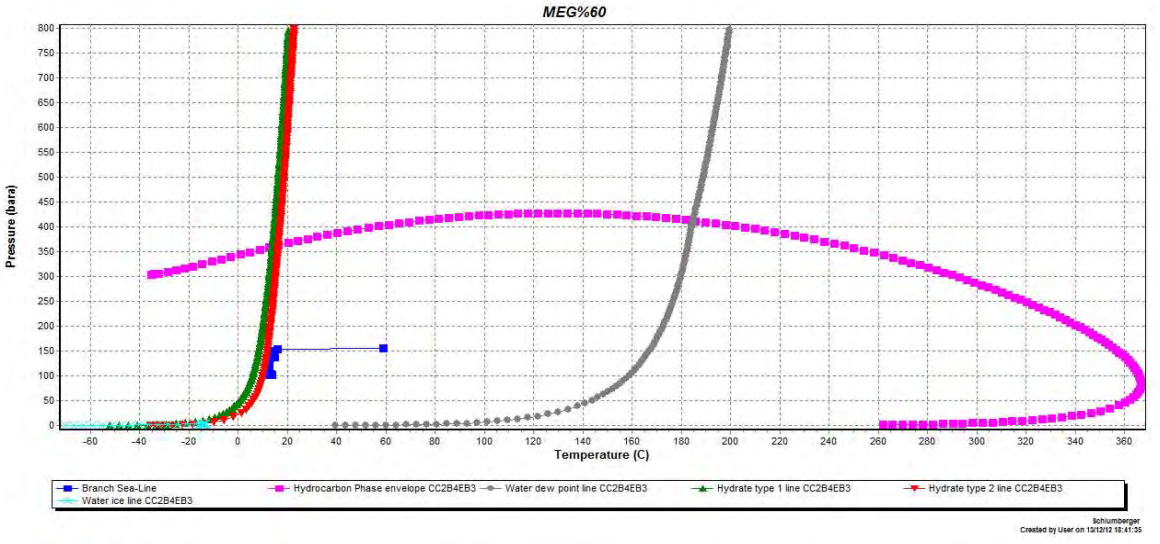


نمودار۷: غلظت MEG %50

www.SID.ir

Archive of SID

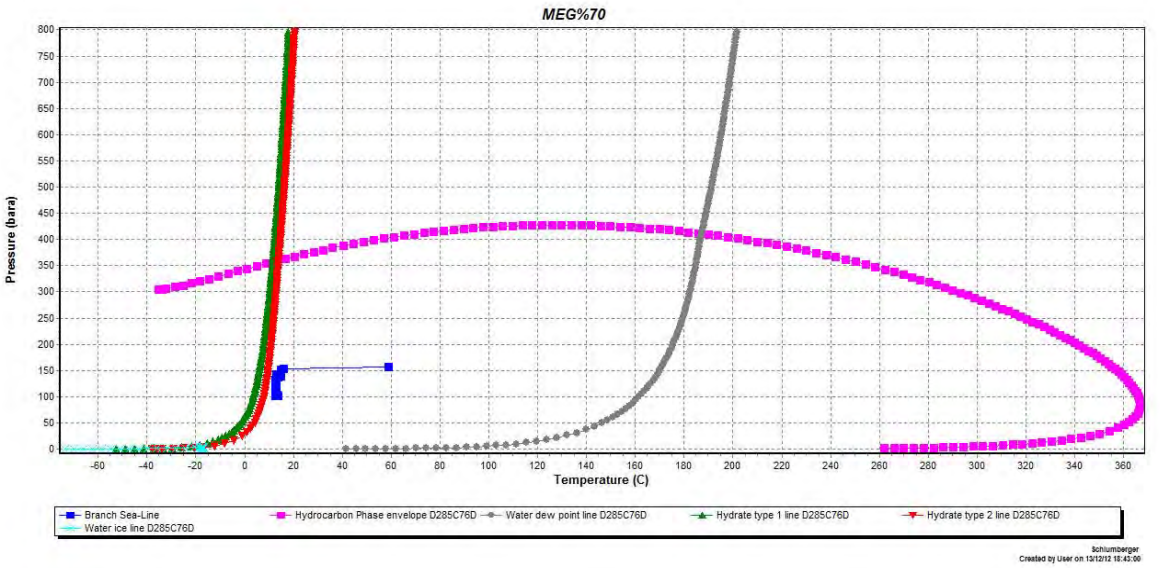
در نمودار ۸ با تزریق غلظت ۶۰ درصد مشاهده شد که تمامی نقاط بغیر از ۵ کیلومتر ابتدایی در ناحیه هیدرات، و تمام نقاط از هیدرات نوع دوم جدا شده و به مقدار اندکی روی مرز هیدرات نوع دوم قرار دارند.



نمودار۸: غلظت MEG %60

در نمودار ۹ با تزریق غلظت ۷۰ درصد مشاهده شد که کل تولید از ناحیه هیدرات جدا شده است.

مسلما در غلظت های بالاتر از ۷۰ درصد، تولید خارج از ناحیه هیدرات خواهد بود.



نمودار۹: غلظت MEG %70

www.SID.ir

Archive of SID

۳- نتیجه گیری:

بخار آب مهمترین ناخالصی غیر دلخواه در سیستم گاز می باشد. وقتی گاز تحت فشار قرار می گیرد و یا سرد می شود بخار آب در گاز تبدیل به مایع می گردد، آب مایع سبب سرعت بخشیدن به خوردگی می گردد، مخصوصا در حضور سولفید هیدروژن یا دی اکسید کربن، آب در حالت میعان با گاز سبک تشکیل هیدرات می دهد و این در صورتی است که دما و فشار گاز، مناسب تشکیل هیدرات باشد. هیدرات سبب گرفتگی لوله های گاز می گردد و بدین منظور برای جلوگیری از این مشکل قسمتی از آب بایستی از گاز جدا شود. بنابراین با تزریق مونو اتیلن گلایکول در سکو های پارس جنوبی، قسمت اعظم آب جذب مونو اتیلن گلایکول می شود و این امر از پدیده تشکیل هیدرات در خطوط لوله دریایی جلوگیری می نماید. با توجه به تست غلظت های مختلف مونواتیلن گلایکول مشاهده گردید که در غلظت ۷۰ درصد تولید از ناحیه تشکیل هیدرات خارج شده و در غلظت های بالاتر از آن نیز کاملا از ناحیه هیدرات فاصله می گیرد. بهترین غلظت پیشنهادی برای تزریق، غلظت ۷۰ درصد است چرا که با افزایش غلظت، از نظر اقتصادی در مرحله احیا ی مونو اتیلن گلایکول (MEG) در خشکی،که همان مصرف بخار برای احیای مونو اتیلن گلایکول (MEG) می باشد و همچنین از نظر طراحی پالایشگاه مقرون به صرفه نخواهد بود.

منابع:

[1] مختاری، بهرام و کاظم پور، مهدی.، ۱۳۸۶، *هیدرات های گازی*، انتشارات شرکت نفت فلات قاره ایران، چاپ اول، تهران

[2]A.Rojey C.Jaffret, ***Natural Gas Production, Processing, Transport***.

[3]Beauchamp, B., ***Natural Gas Hydratees: myths, facts and issues,*** C.R. Geoscience 336(2004) 751-765.

[4]***Booklet south pars development phases (2&3) MEG Regeneration unit (102)***, Rev.No:4, September 2001, TOTALFINAELF.

[5]***Completion &well testing Report***, september2003, Total south pars .

[6]***Drilling end of well Report*** , July2003,BAKER HUGHES &Total south pars.

[7]E.Dendy Sloan, Nature, ***Fundamental principles and* applications *of natural gas hydrate***, vol.426, 20Nov.2003.

[8]E.Dendy Sloan.,Carolyn A.koh**,. Clathrate Hydrates of Natural Gases**, third edition, 2008,page 39.

[9] ***Final well Report*** ,2003, Geoservices company -Asaluyeh-Iran

[10]http://www.Nigc.ir

[11]http://www.Qatargas.com/projects.aspx

[12]***Natural Gas Hydrates a Guide for Engineers***, by John J. Carroll (2nd edition, 2009).

[13]***Pipesim Fundamentals***, version 2006.1, schelumberger, page 75.

[14]***Pipesim production system analysis software***, Build 009.01.0153, Schlumberger.

[15]***Process Design Basis :MEG Regeneration and injection unit (unit 102)***, south pars gas field development (9&10), Doc.No:db-6340s-102-p312-201, Rev.No: 4, 25/09/2005.

[16]***Well main Features for SPD***, July2003, Total south pars.

www.SID.ir