"بسمه تعالی"

میدان پارس جنوبی
مطالعات ازدیاد برداشت میعانات گازی

انجمن مهندسی گاز ایران

محمد هاشم باقرپور
حسین سروش
منصور دفتریان

23 فروردین ماه 1389

South pars

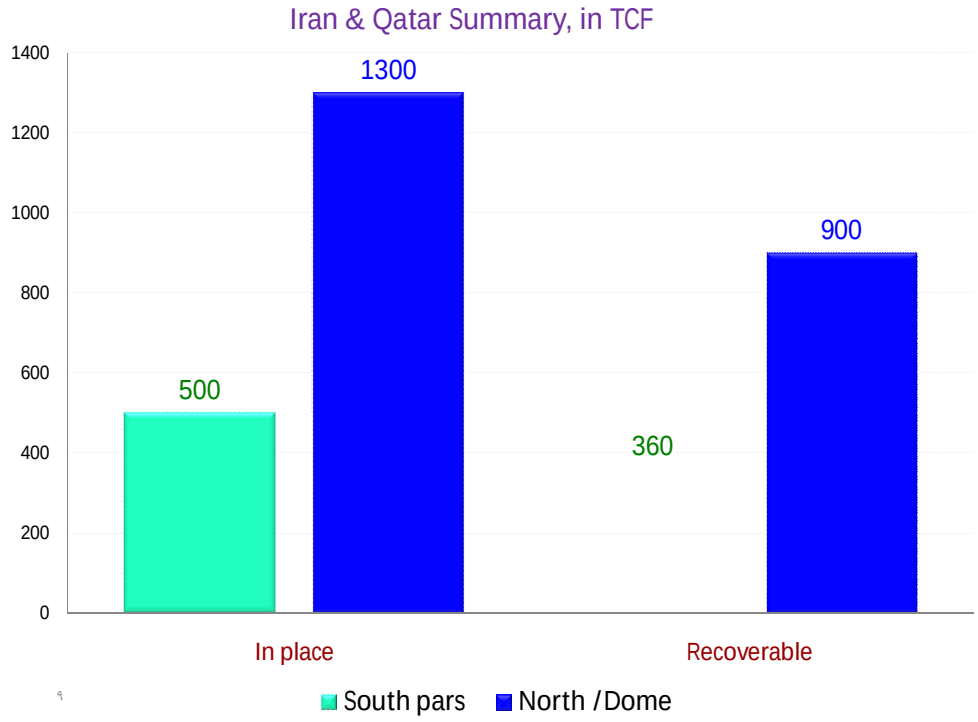
- Total field : 9700 km2 , 1800 TCF (51 TCm) gas and 50 billion bbls condensate, 3700 km2 in Iran, discovered in 1990, which hold 14.2 TCm gas and 18 billion bbls of condensate.
- Total field; 1800 TCF (51 tcm) gas in place and 50 billion bbls of condensate; equivalent to 310+50=360 billion bbls of oil. Ghawar , the biggest oil field; 170 billion bbls
- Recoverable ; equivalent to 230 billion bbls of oil (215 gas+16 condensate)

Iran side;

Total area; 9700 km2, Iran 3700 km2
Gas, 463 TCF in place, 360 TCF recoverable (10.1 TCm) 3000 m. Deep, 5.6% of world gas reserve.
Condensate; 17 mmbbls
Oil layer; 2.01 billion bbls

Qatar side;

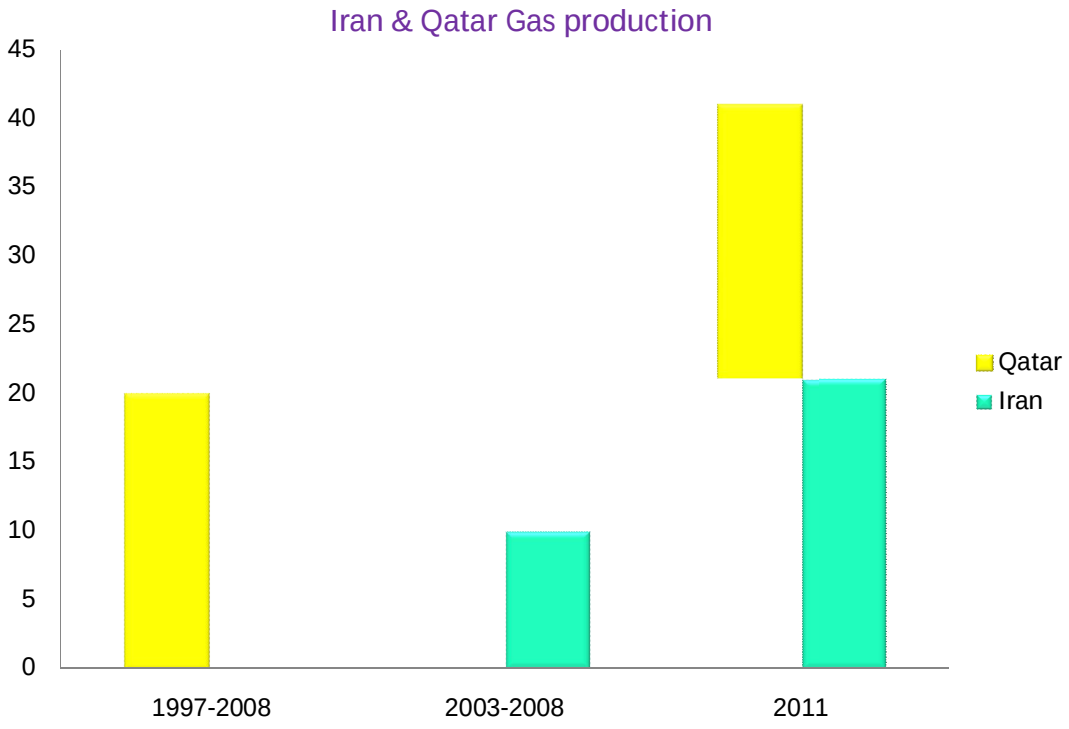
Discovered; 1971 by Shell
Start of production; 1989,800 MM SCFD, 1989



Summary, in TCF

	in place;	recoverable
South Pars	500	360
North /Dome	1300	900
Total Field	1800	1260

- The field is common and the reservoir is highly homogenous.
- Therefore the gas migration should be considered in the calculations of the ultimate recoverable reservoir of each country.



- Scale and impacts of delays;
- Cumulative production by the end of 2008;

	By 2011
Qatar: 20 TCF; 1997-2008,	41 TCF
Iran : 10 TCF; 2003-2008,	21 TCF

- Double level of Qatar's cumulative gas production from the field is forecasted to continue under current conditions.

Qatar's LNG Infrastructure, May 2007			
Unit	**Liquefaction Capacity**	**Start-up**	**Primary Market(s)**
RasGas Facilities			
Trains 1 & 2	2 x 3.2 MMt (320 Bcf)	Aug. 1999	South Korea
Train 3	4.7 MMt (230 Bcf)	Feb. 2004	India
Train 4	4.7 MMt (230 Bcf)	Aug. 2005	Europe
Train 5	4.7 MMt (230 Bcf)	Mar. 2007	Europe & Asia
Train 6	7.8 MMt (380 Bcf)	2008	U.S.
Train 7	7.8 MMt (380 Bcf)	2009	U.S.
Qatargas Facilities			
Trains 1 - 3	3 x 3.2 MMt (468 Bcf)	Dec. 1996	Japan & Spain
Trains 4 & 5	2 x 7.8 MMt (760 Bcf)	2008	UK
Train 6	7.8 MMt (380 Bcf)	2009	US
Train 7	7.8 MMt (380 Bcf)	2010	US, Europe
Source: RasGas, Qatargas, media reports			

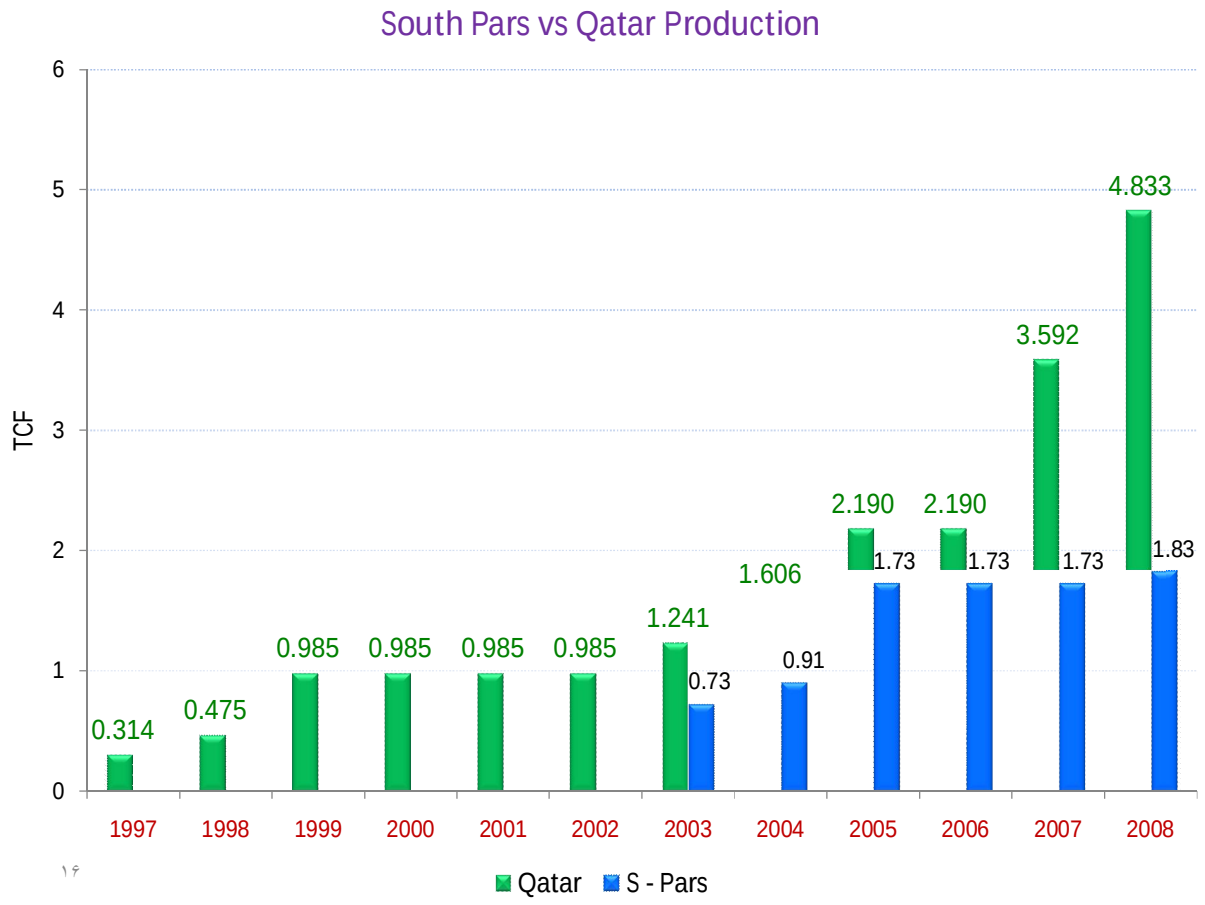
TOTAL: 77 MMTY, 10,250 MMSCFD

North Field Production Plan (Million Cubic Feet per Day)

Project	start	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Qatar Gas	1997	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860	860
Qatar Gas	1998		430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Qatar Gas	2003							700	700	700	700	700	700	700	700	700
QatarGasII	2008												1700	1700	1700	1700
QatarGasII	2009													1700	1700	1700
QatarGasIII	2009														1700	1700
QatarGasIV	2009															1700
RasGas	1999			1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400	1400
RasGas	2004								1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
RasGas	2005									1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
RasGas	2007											1000	1000	1000	1000	1000
RasGas	2008												1700	1700	1700	1700
RasGas	2010													1700	1700	1700
Al Khalij	2005									650	650	650	650	650	650	650
Dolphin	2007											2800	2800	2800	2800	4000
Pearl GTL	2009													1700	1700	1700
Total MMcf/d		860	1300	2700	2700	2700	2700	3400	4400	6000	6000	9840	13240	18340	20000	23000

South Pars Gas and Condensate Production Plan

Phase	General Contractor	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	Petro pars		500	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
2&3	Total	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
4&5	Eni			2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
6,7&8	Petro pars/Statoil						270	2500	3700	3700	3700	3700	3700	3700	3700
9&10	Consortium of LG Korea, OIEC and IOEC							2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
11	Total												1000	2000	2000
12	Petro pars									1000	2000	3000	3000	3000	3000
13	Shell/Repsol												1000	2000	2000
14	Shell/Repsol												500	1000	1000
15&16	"Gharargah Khatam-ol Anbia"												1000	2000	2000
17&18	Consortium of IDRO,IOEC and OIEC												1000	2000	2000
19	TBD													500	1500
20&21	IOEC[28]													1000	2000
22,23&24	TBD													1000	3000
25&26	TBD													1000	2000
27&28	Petro pars													1000	2000
Total Gas Production MMcf/d		2,000	2,500	4,750	4,750	4,750	5020	10,450	10,450	11,450	12,450	13,450	17,950	24,950	29,450
Total Condensate Production kbbl/d		80	100	190	190	190	370	420	420	460	500	540	720	1,000	1,200



Note: The data source for Qatar production figures is the Wikipedia site. The Qatar accumulated gas production based on BP Statistics for the same period i.e. 1997 through 2008 is 15.1 Tcf.

- According to Wikipedia, in 2009, Qatar's annual production has reached 6.4 TCF and it will increase to 8 TCF in 2011, while Iran production in the same years will be around 3.17 and 3.6 TCF respectively.

- Iran production in 2008 was 52 bcm (1.84 TCF)

- The most important impact of delays on the development of the South Pars new planned phases would be the migration of the gas to Qatari part and loss of condensate yield due to the decrease of the reservoir pressure.

- In 2005 the government of Qatar based on the Qatar Petroleum concerns on pressure drops and possible damages to the reservoir, placed a moratorium on additional development projects until 2010 pending further assessment of the field.

- 0n 29 October 2007 Qatar gas CEO stated;" 5 years moratorium on new North Field gas development projects could be extended to 2011 or 2012"

Al Shaheen **SPE paper no. 10854-MS**

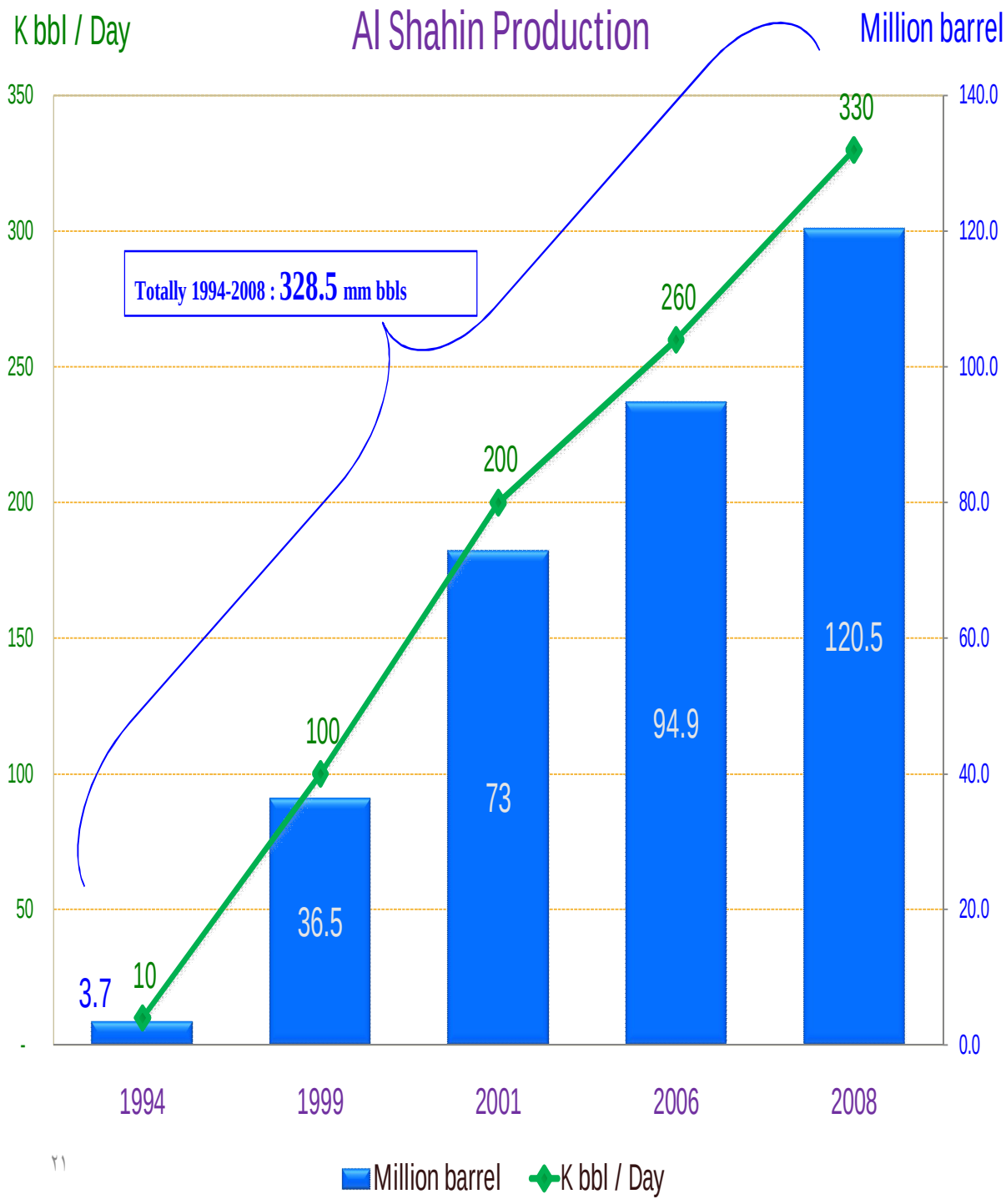
- Maersk oil Qatar; the field,180 km north of Doha, 3500 km2, 1066.8 meters below the sea bed, originally deemed un-viable due to it's thin, tight reservoirs, turned out to be a giant with 5 reservoirs, requiring 70 wells. 08/12/009

- Al Shaheen went on stream in 1994 at a rate 10,000 bpd of 29-33 API.

- And in august 1999 was producing 100,000 bpd,

- By end of 2001 the field produced 200,000 b/d and in early 2006 production was 260,000b/d with 450,000 b/d of water injection.

- In 2008 the production was increased to 330,000 b/d.


K bbl / Day
Al Shahin Production
Million barrel
350
300
250
200
150
100
50
-
140.0
120.0
100.0
80.0
60.0
40.0
20.0
0.0
Totally 1994-2008 : 328.5 mm bbls
3.7
10
36.5
100
73
200
94.9
260
120.5
330
1994
1999
2001
2006
2008
Million barrel
K bbl / Day

	OPEC Yearly Basket Price	production of al shaheen b/d		Annual Production mmbpd	Revenue $
1994	13	10,000	365	3,650,000	47,450,000
1995	16	20,000	365	7,300,000	116,800,000
1996	20.29	40,000	365	14,600,000	296,234,000
1997	18.68	60,000	365	21,900,000	409,092,000
1998	12.28	80,000	365	29,200,000	358,576,000
1999	17.48	100,000	365	36,500,000	638,020,000
2000	27.6	120,000	365	43,800,000	1,208,880,000
2001	23.12	200,000	365	73,000,000	1,687,760,000
2002	24.36	200,000	365	73,000,000	1,778,280,000
2003	28.1	220,000	365	80,300,000	2,256,430,000
2004	36.05	220,000	365	80,300,000	2,894,815,000
2005	50.64	220,000	365	80,300,000	4,066,392,000
2006	61.08	250,000	365	91,250,000	5,573,550,000
2007	69.08	290,000	365	105,850,000	7,312,118,000
2008	94.45	310,000	365	113,150,000	10,687,017,500
2009	61.06	330,000	365	120,450,000	7,354,677,000
				974,550,000	**46,686,091,500**

- In 2008 was producing 330,000 bpd.

- 2005 FDP (field development plan); $6 billion , 160 production and water injection wells over six years period.

- Cutting-edge technology

  Horizontal wells up to 31000 ft in length

Based on above the accumulated production of Al Shaheen can be roughly : 46.7 Billion

چکیده :

- سیال میدان پارس جنوبی دارای مشخصات و خواص گاز های میعانی میباشد.

❖ **1- مخازن گاز میعانی (Condensate Gas Reservoirs)**
❖ **2- ازدیاد برداشت ازمخازن گاز میعانی**
❖ **3- مطالعه و بررسی اطلاعات مخزن گاز میعانی پارس جنوبی**
❖ **4- شبیه سازی**
❖ **5- گزارش مهندسی ، هزینه های سرمایه ای و عملیاتی و در آمد های طرح پیشنهادی**
❖ **6- گزارش مدیریتی**
❖ **7- سراجه – نامه جهت ارسال به شرکت سفره گاز**
❖ **8- مخزن گاز سراجه - نامه مورخ 5 / 10 / 1384**

- فشار مخزن پارس جنوبی به پائین تر از فشار نقطه شبنم گاز کاهش یافته است.

- تداوم افت فشار مخزن در گستره زیر فشار نقطه شبنم هیدروکربوری منجر به تشکیل و ریزش فزاینده میعانات گازی در سنگ مخزن خواهد شد.

- میعانات گازی که در گستره فشار زیر نقطه شبنم هیدروکربوری در مخزن تشکیل و ریزش مینماید برای همیشه در مخزن باقی مانده و قابل استحصال نمی باشد.

- تجمع فزاینده میعانات گازی در سنگ مخزن باعث اشباع فزاینده سنگ مخزن در اطراف چاه های تولیدی و کاهش فزاینده تراوائی موثر سنگ مخزن و در نهایت منجر به کاهش تدریجی توان تولید چاه های گاز مخزن میشود.

- مشکل محدودیت تولید گاز در نتایج شبیه سازی این مطالعات با توجه به محدود بودن اطلاعات سنگ مخزن نشان داده نشده و بهمین دلیل پیشنهاد شده که اطلاعات کاملتر از سنگ مخزن تهیه شده و مطالعات در اینمورد ادامه بیابد. تجارب حاصله از میدان سراجه نشان میدهد که بخش عمده گاز در جای مخزن بدلیل اشباع سنگ مخزن با شرایط افت تدریجی فشار قابل استحصال نمیباشد.

- لازم به ذکر میباشد که شرایط در مخزن سراجه بدلیل تراوائی پائین سنگ مخزن حاد تر از شرایط پارس جنوبی میباشد ولی نتایج حاصله از بررسی وضعیت مخازن حاوی گاز میعانی در کشورهای دیگر نشان میدهد که محدودیت در بهره وری چاه های گاز (PRODUCTIVITY) حتی در مخازن دارای سنگ مخزن با تراوائی بالا نیز در عمل تجربه شده است.

- نتایج مطالعات انجمن مهندسی گاز نشان میدهد که سیاستگزاری تولید از مخازن حاوی گاز میعانی (شبیه پارس جنوبی و سراجه) با هدف مراعات ملاحظات اقتصادی و بمنظور پیشگیری از مشکلات مذکور میبایستی مبتنی بر بازگردانی مجموع گاز سبک شده تولیدی به مخزن تا زمان تغییر تدریجی مشخصات سیا ل مخزن از حالت گاز میعانی به گاز خشک تنظیم شده و برنامه تولید گاز از مخزن موکول به بعد از تغییر مشخصات سیال مخزن بشود.

- قابل ذکر میباشد که سیاستگزاری مذکور در بالا حدود سی سال پیش توسط اوسکو برای مخزن گاز میعانی پازنان در نظر گرفته شده و تأسیسات مربوطه نیز احداث گردیده بود ولی متعاقباً تولید مخزن در عمل به مخازن دیگر تزریق شده است و بنابر این مزایای بالقوه سیاستگزاری مذکور در میدان پازنان محقق نشده است.

- میدان پارس جنوبی با کشور قطر مشترک میباشد و کشور قطر ازسالها پیش بدون مراعات موارد فوق الذکر تولید گاز و همچنین نفت از میدان پارس جنوبی را شروع نموده و همواره در حال توسعه بیشتر مخزن بوده و میباشد و بنابراین با توجه به اشتراک مخزن اتخاذ سیاستگزاری مورد نظر در مورد میدان مشترک پارس جنوبی موضوعیت پیدا نمیکند.

- بنابراین تداوم افت تدریجی فشار مخزن در گستره زیر فشار هیدروکربنی سیال در مخزن پارس جنوبی ، بدلیل برنامه های تولید از مخزن، غیر قابل اجتناب میباشد و در نتیجه بالغ بر پنجاه در صد از میعانات گازی پارس جنوبی که حدود هشت میلیارد بشکه میباشد به تدریج در مخزن تشکیل شده و در سنگ مخزن ریزش نموده و علاوه بر اینکه در آینده نیز قابل استحصال نمیباشد، باعث اشباع سنگ مخزن بخصوص در اطراف چاه های تولیدی و کاهش فزاینده تراوائی موثر سنگ مخزن و محدودیت تولید گاز از چاه ها خواهد شد.

- انجمن مهندسی گاز ایران با توجه به موارد فوق الذکر و با هدف تقلیل میزان تشکیل و ریزش میعانات گازی در سنگ مخزن میدان پارس جنوبی و در نتیجه ازدیاد برداشت میعانات گازی و همچنین با هدف به حد اقل رساندن میزان اشباع سنگ مخزن و محدودیت تولید چاه ها و بر مبنای نتایج مطالعات گسترده و نتایج شبیه سازی مخزن پارس جنوبی که به همین منظور انجام شده' پیشنهاد مینماید که با افزایش پتانسیل تولید از مخزن و بازگردانی گاز سبک شده به مخزن مشخصات سیال مخزن به تدریج تغییر داده بشود و به این ترتیب میزان تشکیل و ریزش میعانات گازی در سنگ مخزن و به تبع آن میزان تبعات مربوطه به حد اقل میسر کاهش داده شده و مضافاً میزان میعانات گازی قابل استحصال از مخزن نیز افزایش داده بشود.

- بر مبنای پیشنهاد مطروحه در گزارش فاز سوم این مطالعات میزان تولید گاز اضافی برای منظور بازگردانی در مرحله توسعه نهائـی مخزن پارس جنوبی معادل 28000 میلیارد پای مکعب در روز (793 میلیون متر مکعب در روز) میباشد که در هفت فاز انجام خواهد شد.

- بمنظور ایجاد زمینه برای بیشترین استفاده اقتصادی از طرح بازگردانی وهمچنین بصورت همزمان ، فراهم نمودن شرایط مناسب برای تسریع در ایجاد تغییرات مورد نظر در مشخصات سیال مخزن ، طی گزارش فاز سوم این مطالعات پیش بینی و پیشنهاد شده است که با طراحی و احداث تاسیسات مناسب) بصورتیکه در گزارش بصورت مشروح مشخص و مندرج شده است) حدود 96 در صد برش اتان و 99 در صد برشهای پروپان و بوتان و صد در صد برشهای پنتان و با لاتر قبل از بازگردانی از سیال مخزن استحصال بشود و بنابر این گاز تزریقی به مخزن بصورت عمده شامل برش متان خواهد بود.

- عطف به گزارش فاز سوم این مطالعات در مورد مزیت اقتصادی طرح پیشنهادی بمنظور استحصـال تقریباً کامل برشهای اتان و بالاتر از مجموعه گاز تولیدی قبل از تزریق مجدد به مخزن ، موارد زیر را خاطر نشان میسازد :

1. بررسی های مشترک انجمن نفت و انجمن مهندسی گاز ایران نشان میدهد که رشد مصرف فرآورده های پتروشیمی در اقتصادهای پر رونق چین و هندوستان بین 15 تا 18 در صد در سال میباشد و به همین دلیل پتانسیل بازار جدید برای اتیلن در دو کشور نامبرده طی دو دهه آینده بالغ بر 15 میلیون تن در سال میباشد .

2. در کشورهای چین و هندوستان بدلیل عدم دسترسی به اتان ناچارا از نفتا بعنوان خوراک واحدهای اولفین استفاده میشود. این در حالی است که فقط 37 در صد نفتا قابل تبدیل به اتیلن میباشد و از طرف دیگر قیمت جهانی نفتا با تثبیت قیمت های جهانی انرژی به حدود 850 دلار در تن افزایش یافته است.

3. از طرف دیگر قیمت اتان در کشور ما برابر با 61 دلار در تن تثبیت شده و حدود 83 در صد اتان قابل تبدیل به اتیلن میباشد.

4. بنابراین سود خالص تولید و فروش اتیلن بسیار قابل ملاحظه میباشد و از طرف دیگر همانطور که توضیح داده شد خوشبختانه بازار جدید برای حد اقل 15 میلیون تن اتیلن در سال در خاور نزدیک و خاور دور وجود خواهد داشت.

5. با استفاده از روش پیشنهاد شده مبنی بر استفاده از تکنولوژی deep cut (بصورتیکه در گزارش فاز سوم این مطالعات تشریح گردیده است) ، سالیانه 14 میلیون تن اتان از سیال طرح بازگردانی ، قبل از تزریق به مخزن استحصال خواهد شد و با استفاده از برش اتان به میزان مذکور و احداث یازده واحد اولفین هر کدام با ظرفیت تولید یک میلیون تن اتیلن در سال ، پتانسیل تولید و صادرات حدود یازده میلیون تن اتیلن در سال با درآمد اضافی بالغ بر 76/10 میلیارد دلار در سال و اشتغالزائی قابل ملاحظه برای کشور بوجود خواهد آمد.

6. مضافا در چارچوب طرح بازگردانی گاز سبک در میدان پارس جنوبی و با استفاده از طراحی و تاسیسات پیشنهاد شده در گزارش فاز سوم این مطالعات پتانسیل استحصال ، فرآورش و صادرات بالغ بر 15 میلیون تن برشهای پروپان و بوتان با مشخصات و استاندارد های قابل قبول بین المللی به ارزش بالغ بر 76/11 میلیارد دلار در سال بوجود خواهد آمد.

7. درآمد حاصل از تفکیک، تثبیت و صادرات بالغ بر 36/38 میلیون تن در سال مایعات گازی همراه و برشهای پنتان وبالاتر در قالب طرح پیشنهادی بالغ بر 68/31 میلیارد دلار در سال میباشد.

8. بنابر این مجموع در آمد سالیانه از بابت استحصال برشهای اتان و بالاتر از گاز تولیدی برای تزریق بالغ بر 20/54 میلیارد دلار در سال میباشد.

- همانطور که در گزارشات فاز دوم این مطالعات تشریح گردیده است تعمیم نتایج شبیه سازی که با استفاده از اطلاعات موجود و برای یک بلوک میدان پارس جنوبی انجام شده به کل میدان نشان میدهد که با اجرای طرح بازگردانی، بالغ بر 2/3 میلیارد بشکه مایعات گازی بیشتر بدلیل کاهش میزان تشکیل وریزش میعانات گازی حاصل از افت فشار ناشی از برداشت طبیعی از مخزن در گستره فشارهای پائین تر از نقطه حباب ، قابل استحصال خواهد بود.

- مضافاً خاطر نشان میسازد که با اجرای طرح پیشنهادی، مشخصات سیال مخزن بتدریج تغییر یافته ودر نهایت سیال مخزن مشابه سیال مخازن گاز خشک عمدتا شامل گاز متان خواهد بود.

- مضافاً خاطر نشان میسازد که با اجرای طرح پیشنهادی، مشخصات سیال مخزن بتدریج تغییر یافته ودر نهایت سیال مخزن مشابه سیال مخازن گاز خشک عمدتا شامل گاز متان خواهد بود.

- میزان گاز در جا در مخزن پارس جنوبی برابر با 464 تریلیون پای مکعب برآورد شده است .با توجه به حد اقل فشار عملیاتی و سیاستگزاری تعیین شده برای بهره برداری از میدان پارس جنوبی درنهایت 320 تریلیون پای مکعب از سیال مخزن استحصال شده و 144 تریلیون از سیال مخزن پس از کاهش فشار به فشار ترک در مخزن باقی خواهد ماند.

- با اجرای طرح پیشنهادی عملا برش های اتان – پروپان – بوتان و بخش قابل ملاحظه از برشهای پنتان وبالاتر در مراحل عملیاتی از سیالی که نهایتا بعد از فشار ترک در مخزن باقی خواهد ماند تفکیک و استحصال خواهد شد.

- خاطر نشان میسازد که الگوی چیدمان چاه های تولیدی و تزریقی در طراحی نهائی سیستم باز گردانی میبایستی با توجه به لزوم حد اکثر سازی قابلیت جاروئی نهائی شده و مبنای کار قرارداده بشود و به این ترتیب و باتوجه به اینکه برشهای اتان و بالاتر در سیکل های عدیده در سیستم های استحصال با روش تبرید (Cryogenic) در درجه حرارت حدود 153- درجه فارنهایت از سیال مخزن استحصال میشود، عملا بخش اعظم برشهای اتان و بالاتر از سیال باقیمانده در مخزن (بعد از فشار ترک مخزن) استحصال خواهد شد.

- علیرغم مراتب فوق بمنظور مراعات جوانب احتیاط و ملاحظات محافظه کارانه در ارزیا بی اقتصادی طرح پیشنهادی، با اعمال فاکتور های ریسک میزان استحصال مایعات گازی به80 در صد - میزان استحصال برش اتان به 50 درصد - میزان استحصال برش پروپان به 50 درصد و میزان استحصال برش بوتان به 40 درصد نتایج محاسبات کاهش داده شده و در محاسبات اقتصادی لحاظ شده است. درآمد های اضافی که از بابت ازدیاد برداشت مایعات گازی و استحصال برشهای اتان ،پروپان و بوتان از سیال باقیمانده در مخزن که در صورت اجرای طرح پیشنهادی انجمن مهندسی گاز ایران حاصل خواهد شد پس از لحاظ نمودن فاکتور های ریسک فوق الذکر به شرح زیر خلاصه میشود:

- در آمد حاصل از استحصال و صادرات بالغ بر 387 میلیون تن متریک مایعات گازی اضافی حاصل از اجرای طرح بازگردانی با قیمت های سال 2008 برابر با 320 میلیارد دلار میباشد. با توجه به محدود بودن اطلاعات مخزن وبنابر این تقریبی بودن نتایج شبیه سازی و بمنظور مراعات جوانب محافظه کاری پس از اعمال فاکتور ریسک 80 درصد در آمد حاصل از بابت ازدیاد برداشت مایعات گازی در ارزیابی نهائی اقتصاد طرح به 256 میلیارد دلار کاهش داده شده است.

- درآمد حاصل از استحصال و صادرت بالغ بر 117 میلیون تن متریک برش های اضافی پروپان و بوتان که در صورت اجرای طرح پیشنهادی انجمن مهندسی گاز ایران حاصل خواهد شد پس از لحاظ نمودن فاکتور های ریسک 50 درصد برای پروپان و 40 در صد برای بوتان و با قیمت های سال 2008 برابر با 82/93 میلیارد دلار میباشد.
- میزان برش اتان که در صورت اجرای طرح پیشنهادی انجمن مهندسی گاز از سیال باقیمانده در مخزن پارس جنوبی (بعد از فشار ترک مخزن) استحصال میشود برابر 276 میلیون تن متریک میباشد ولی همانطور که قبلا خاطر نشان گردید بمنظور مراعات ملاحظات محافظه کارانه با اعمال فاکتور ریسک پنجاه در صدی این میزان در ارزیابی اقتصادی طرح به 136 میلیون کاهش داده شده است.

- خاطر نشان میسازد که بررسی های انجام شده نشان میدهد که مصرف فرآوردهای پتروشیمی طی دو دهه آینده در کشور های چین و هندوستان با رشد سالیانه بین 15 تا 18 در صد افزایش میابد و بهمین دلیل در کشورهای نامبرده برای احداث ظرفیت های جدید بمنظور افزایش تولید اتیلن تا سطح بالاتر از 15 میلیون تن در سال برنامه ریزی شده است.

- باعنایت به مراتب مذکور که موید بازار مطمئن برای اتیلن میباشد و با توجه به مزایای اقتصادی، توصیه میشود که از برش اتان تولیدی در بخش ازدیاد برداشت با استفاده از واحد های اولفین پیشنهاد شده در بند 5-13 بالا برای تولید و صادرات اتیلن استفاده بشود.
- درآمد حاصل از بابت ازدیاد برداشت اتان و تولید و صادرات اتیلن با قیمت های سال 2008 بالغ بر 72/104 میلیارد دلار خواهد شد.

- به این ترتیب درامدهای بالقوه بالای بخش ازدیاد برداشت مایعات گازی و برشهای اتان ،پروپان وبوتان از بابت اجرای طرح بازگردانی با قیمت های سال 2008 میلادی به شرح زیر خلاصه میشود:

I.	از محل ازدیاد برداشت مایعات گازی	268/00 میلیارد دلار
II.	از محل ازدیاد برداشت پروپان و بوتان	82/93 میلیارد دلار
III.	از محل ازدیاد برداشت اتان وتولید اتیلن	72/104 میلیارد دلار
IV.	جمع در آمدهای ازدیاد برداشت طرح	54/454 میلیارد دلار

- عطف به بند II از صفحه شماره 9 گزارش فاز سوم این مطالعات خاطر نشان میسازد که برآورد مجموع سرمایه گذاری لازم برای احداث کلیه تاسیسات مجموعه سیستم بازگردانی با ظرفیت 4000 میلیون پای مکعب در روز برابر با 732/9 میلیارد دلار میباشد.

- برآورد سرمایه گذاری برای توسعه نهائی سیستم بازگردانی برای مجوعه میدان پارس جنوبی با ظرفیت 28 میلیارد پای مکعب در روز معادل 7 سیستم پیشنهادی باز گردانی هر کدام با ظرفیت 4 میلیارد پای مکعب در روز برابر با 124/68 میلیارد دلار میباشد.

- برآورد احداث یازده واحد اولفین هر کدام با ظرفیت تولید یک میلیون تن اتیلن در سال بمنظور تبدیل مجموعه تولید سالیانه اتان طرح به اتیلن برابر با 6/6 میلیارد دلار میباشد.

- عطف به بند IIIصفحه 10 گزارش فاز سوم این مطالعات برآورد مجموع سرمایه گذاری برای احداث تاسیسات کامل بازگردانی برای میدان پارس جنوبی و یازده واحد اولفین با قیمت های سال 2008 و با دقت 30% -/+ برابر با 724/74 میلیارد دلار میباشد.

- عطف به بند IV – Cصفحه 10 گزارش فاز سوم این مطالعات برآورد سالیانه هزینه های عملیاتی برای مجموعه تاسیسات بازگردانی و واحدهای پتروشیمی با قیمت های سال 2008 برابر با 1318 میلیون دلار در سال میباشد.

- همانطور که از توضیحات فوق الذکر مستفاد میگردد جمع کل هزینه های سرمایه ای و جمع کل هزینه های سالانه عملیاتی برای مجموعه طرح پیشنهادی که واحد های پتروشیمی را نیز شامل میشود به شرح زیر میباشد:

  - جمع کل هزینه های سرمایه ای (CAPEX) 724/74 میلیارد دلار
  - جمع کل هزینه های سالیانه عملیاتی (OPEX) 1318 میلیون دلار

- با استفاده از تاسیسات و باهزینه های عملیاتی فوق الذکر دو بخش در آمد به شرح خلاصه زیر حاصل خواهد شد:

I. در آمد کل از بابت ازدیاد برداشت میعانات گازی 54/454 میلیارد دلار
II. در آمد اضافی سالیانه از بابت استحصالات بازگردانی 20/54 میلیارد دلار در سال
III. در بررسیهای اقتصادی ، با هدف ارزیابی اقتصاد اجرای در شرایط حد اقل درآمدهای قطعی، صرفا درآمد اضافی سالیانه از بابت استحصالات بازگردانی منظور شده است.

- بمنظور بررسی توجیه اقتصادی طرح پیشنهادی ، اقتصاد طرح با استفاده از مدل پیشرفته UNIDO – COMFAR III Expert و با فرض اینکه 80 درصد هزینه سرمایه گذاری از طریق وام و با بهره 8 درصد در سال تأمین بشود ، مورد ارزیابی قرارگرفته است.

- همانطور که از گزارشات ارزیابی اقتصادی طرح (پیوست) مستفاد میگردد با ملحوظ نمودن کلیه پارامترهای اقتصادی و از جمله نر خ بازگشت سرمایه که بدون منظور نمودن مزایای اقتصادی قابل ملاحظه به روز رسانی درآمدها، محاسبه شده و برابر با 67/47 در صد میباشد و اینکه بازگشت سرمایه در مدتی کمتر از دو سال محقق خواهد شد ، اجرای طرح پیشنهادی از نظر اقتصادی موجه و کاملا سود آور میباشد.

- اجرای طرح بازگردانی میدان پارس جنوبی علاوه بر مزیت های چشمگیر اقتصادی موجب افزایش قابل ملاحظه وابستگی بازارهای انرژی و پتروشیمی ، به خصوص بازارهای خاور نزدیک و خاور دور به تولیدات طرح شده و مضافا زمینه اشتغالزائی قابل ملاحظه ای را در کشور بوجود میاورد.

- همانطور که در گزارشات فازهای اول و دوم این مطالعات تشریح گردیده است، در صورت اجرای طرح بازگردانی میدان پارس جنوبی میزان تشکیل وریزش میعانات گازی در سنگ مخزن و تبعات آن که موجب کاهش تراوائی موثر گاز ومحدودیت تولید چاه های گاز میباشد به حداقل میسر کاهش خواهد یافت.

راهبرد های پیشنهادی :

1. مطالعه کامل و جامع تأثیرات بازگردانی درصدی از گاز خشک تولیدی (partially lean gas cycling) در میدان پارس جنوبی (ادامه پروژه مطالعاتی انجام شده انجمن مهندسی گاز ایران). در این مورد خاطر نشان میشود که مطالعات انجام شده روی یک بلوک نمونه از مجموعه میدان پارس جنوبی نشان میدهد که در صورت استفاده از روش پیشنهادی میزان ازدیاد برداشت مایعات گازی در یک دوره بیست و پنج ساله قابل ملاحظه میباشد و بنابر این با توجه به اهمیت موضوع ، توصیه شده که با هدف دسترسی به نتایج دقیقتر شبیه سازی سه بعدی پارس جنوبی با تحصیل و منظور نمودن کلیه مشخصات مخزن از جمله نتایج مطالعات وتاثیر شکافها (fractures) در میان شکنی (breakthrough) گاز ، نتایج آزمایش معمولی و ویژه مغزه ها (SCAL)، نتایج آزمایشات گذرا (transient) چاه ها ، نتایج بررسی FMI و یا FMS و دیگر اطلاعات کامل استاتیک و دینامیک مخزن و نمودارهای پتروفیزیکی در سناریوهای مختلف برای مجموعه میدان بطور کامل تکرار بشود . از طرف دیگر بعد از چند سال تولید گاز از میدان پارس جنوبی مطالعه جامع میدان و بهنگام سازی مطالعات قبلی ضرورت دارد . در این مطالعه میبایستی حتی الامکان از داده های مخزنی بهنگام شده قسمت قطری میدان نیز استفاده شود.

2. همانطور که از گزارش حاضر مستفاد میشود در مخازن گاز میعانی وقتی فشار گاز مخزن به زیر فشار نقطه شبنم (dew point) میرسد مایعات تولیدی گاز در شرایط فشار و دمای مخزن در خلل و فرج سنگ مخزن رسوب میکند. این مقدار مایع با افت بیشتر فشار افزایش می یابد . تجمع مایعات در تمام سطح مخزن (drainage area) اتفاق میافتد ، اما رسوب مایعات در اطراف چاههای تولیدی بیشتر است بطوریکه باعث گرفتگی اطراف چاههای تولیدی و در نهایت باعث کاهش تولید و بهره دهی چاههای گازی میشود . پیشنهاد میشود روند تشکیل وتجمع مایعات در اطراف چاههای تولیدی میدان با انجام آزمایشات لازم بصورت مستمر بررسی واعمال روشهای موثر در تبخیر مجدد مایعات نیز بررسی و مطالعه شود .

3. فازهای نزدیک به مرز آبی دو کشور حتی المقدور زودتر و سریعتر توسعه داده شود. در اینمورد توصیه میشود تکمیل حفاری و بهره برداری چاههای فازهای(از غرب به شرق) : 17- 19 (k1 , k2 , k3) – 15 و 16 - 11 - 12در اولویت قرار داده شده و فازهای جدید در اسرع وقت ممکنه به مرحله اجراء گذارده بشود . در اینصورت گازهای خشک تولیدی مازاد از میدان پارس جنوبی بعد از شیرین سازی جهت تزریق در مخازن نفتی متعددی که برای بالا رفتن ضریب برداشت (Recovery factor) نیاز به تزریق گاز خشک دارند اختصاص داده شود و در فصل سرما کمک به تأمین سوخت

نیروگاهها ، صنایع و خانگی بشود . تزریق گاز در مخازن نفتی مناسب هم برداشت نهائی نفت مخزن را افزایش میدهـد و هـم گاز تزریقی برای آینده ذخیره سازی میشود . گازهای تزریقی به مخازن نفتی قابل استحصال مجدد در آینده است .

❖ QATAR –ISTANBUL – GAS TRANSMISSION

پیشنهاد میگردد که با هدف افزایش پتانسیل برداشت از مخزن مشترک پارس جنوبی (در شرایط موجود) برنامه ریزی بـرای تولید حداکثر از چاههای موجود فازهای 1 الی 10 در طول سال مد نظر قرار گرفته و گاز تولیدی مـازاد بـر نیـاز (در مقـاطع تعمیرات دوره ای تأسیسات سطح الارضی) به مخازن نارو کنگان بمنظور فشار افزائی و ازدیاد پتانسیل تولیـد مایعـات گـازی تزریق بشود