گزارش فاز اول

ج – مطالعه و بررسی اطلاعات مخزن گاز میعانی پارس جنوبی

ج – مطالعه و بررسی اطلاعات مخزن گاز میعانی پارس جنوبی

فهرست مطالب

1- هدف از انجام پروژه

2- کلیات

3- زمین شناسی

3-1 لرزه نگاری

3-2 ساختمان

3-2 چینه شناسی

4- مهندسی مخازن

4-1 اشباع گاز

4-2 تخلخل

4-3 عبور پذیری

4-4 خواص سیالات مخزن

4-5 سطح تماس آب و گاز

5- توسعه میدان

منابع علمی (References)

« محرمانه »

"بسمه تعالی"

1386 / 5 / 2

ج - مطالعه و بررسی اطلاعات مخزن گاز میعانی پارس جنوبی

1 - هدف از انجام پروژه

میدان پارس جنوبی یک میدان گاز میعانی می باشد . بدلیل خاصیت میعان معکوس در این گونه مخازن بعد از رسیدن فشار مخزن به فشار شبنم با برداشت طبیعی و کاهش فشار نسبت میعانات تولیدی به گاز خشک تولیدی (CGR) کاهش میابد و بتدریج مقدار قابل ملاحظه ای از میعانات با ارزش مخزن در داخل خلل و فرج سنگ مخزن رسوب میکنند . میعانات گازی رسوب کرده در سنگ مخزن تا حد اشباع نفت باقیمانده (Residual Oil Saturation) قابل حرکت نبوده و در نهایت قابل بازیافت و تولید نمی باشند .

با افزایش تولید میدان گازی پارس جنوبی و گنبد شمالی روند افت فشارمخزن سرعت بیشتری پیدا خواهد کرد . میعانی بودن گاز مخزن باعث خارج شدن مایعات گازی از گاز در مخزن و تله افتادن آن در سنگ مخزن خواهد شد . مقدار فعلی مایعات گازی اولیه بالغ بر 38 بشکه به ازاء هر میلیون پای مکعب گاز میباشد . بطوریکه شکل – 2 نشان میدهد با افت فشار بیشتر مخزن درصد مایعات گازی جدا شده افزایش خواهد یافت . و در فشار 2400 پام به حدود 1/8 درصد خواهد رسید . این موضوع نشان دهنده افت تولید ما یعات گازی تولیدی در سطح زمین است . با توجه به نزدیک بودن فشار اولیه مخزن به فشار نقطه شبنم و با در نظر گرفتن drawdown میتوان چنین نتیجه گیری کرد که از همان ابتدای تولید هرز روی مایعات گازی در مخزن وجود داشته است . با افت فشار مخزن رقم هرزروی افزایش قابل توجهی خواهد یافت . دیاگرام فازی گاز باقیمانده در مخزن نیز با گذشت زمان تغییر پیدا می کند . این حقیقت میتواند باعث ضرر و زیان قابل توجهی به ذخیره مایعات گازی با ارزش مخزن شود .

از آزمایش های آزمایشگاهی PVT , CVD انجام شده و نیز مطالعات نرم افزاری نتیجه گیری میشود که با کم شدن فشار وافزایش تولید گاز بتدریج میعانات گازی تولیدی کم میشود . به عبارت دیگر، در گاز تر تولیدی مقدار درصد حجمی C_3^+ کم و درصد حجمی C_1 زیاد میشود. مقدار میعانات گازی در گاز تر از حدود 38 بشکه در یک میلیون فوت مکعب گاز شروع میشود و بتدریج کاهش میابد و بعد از سی سال تولید به حدود 22 – 17 بشکه در یک میلیون فوت مکعب گاز خواهد رسید .

طبق مطالعات مخزنی انجام شده در این میدان با بهره برداری طبیعی ضریب برداشت نهائی (میزان بازیافت) گاز خشک حدود 69 درصد گاز اولیه درجا تعیین شده است . مجموع میعانات گازی در جای میدان گازی پارس جنوبی حدود 17/4 میلیارد بشکه برآورد میشود . ضریب برداشت نهائی میعانات گازی 46 درصد تعبین شده است . ضریب برداشت نهایی میعانات گازی ذکر شده در مرحله مدلسازی این مرحله مدلسازی این موضوع به دقت مورد بررسی قرار خواهد گرفت و نیاز به بررسی های بیشتری دارد .

روش معمول ازدیاد برداشت میعانات گازی این گونه مخازن بازگردانی با گاز خشک (متان) می باشد . بهترین زمان شروع بازگردانی حدود فشارنقطه شبنم مخزن است . هرچه فشار مخزن کم شود و بازگردانی دیرتر شروع شود تأثیر بازگردانی روی ازدیاد برداشت میعانات گازی کمتر میشود . برای تثبیت فشار مخزن حجم گاز بازگردانی در شرایط مخزن می بایست معادل حجم گاز تولید شده در شرایط مخزن باشد و اگر حجم گاز بازگردانی کمتر باشد ازدیاد برداشت میعانات گازی کمتر خواهد بود .

در میدان گازی پارس جنوبی با ضریب برداشت نهائی میعانات گازی 46 درصد حدود 9 میلیارد بشکه میعانات گازی در مخزن باقی می ماند . در این میدان بزرگ از 9 میلیاردبشکه مذکور با انجام بازگردانی مقدار قابل ملاحظه ای قابل تولید میباشد.

در صورت اضافه تولید حتی بیست در صد مایعات گازی تله افتاده در مخزن مذکور، ارزش قابل ملاحظه ای به ذخایر این میدان اضافه خواهد شد.

در این پروژه بازگردانی گاز خشک در میدان گازی پارس جنوبی با بررسی تمام اطلاعات مخزنی ، تولید و تزریق گاز ، آزمایشگاهی و مطالعات مخزنی با در نظر گرفتن زمان و هزینه های باز گردانی مورد مطالعه قرار خواهد گرفت .

با توجه به مشترک بودن مخزن امکان برنامه ریزی بازگردانی کامل گاز جهت این ضرر و زیان امکان پذیر نبوده و لازم است توسعه مخزن و تولید هرچه بیشتر گاز با در نظر گرفتن مسائل اقتصادی جهت جلوگیری از مهاجرت گاز به سمت گنبد شمالی ادامه یابد . راه حل دیگری که میتواند میزان ضرر و زیان در اثر هرز روی مایعات گازی را کاهش دهد بازگزدان جزیی است . این مطلب باین معنی است که در هر فاز در کنار تولید گاز یک سیستم بازگردانی نیز اضافه شود تا بتوان قسمتی از مایعات گازی را همزمان با تولید گاز تولید نمود .

هدف از این پروژه امکان سنجی موضوع فوق میباشد . برای رسیدن به پاسخ این سوال به کمک مدل ریاضی کامپیوتری برای مخزن دو حالت در نظر گرفته خواهد شد . در حالت اول تولید گاز در یک فازمطابق با برنامه صورت خواهد گرفت و در حالت دوم در کنار تولید گاز یک سیستم بازگردانی نیز در مدل تعریف خواهد شد . در پایان این دو حالت مقایسه و پیشنهادات لازم ارائه خواهد شد . بدیهی است که جمع بندی نهائی پس از مطالعات مخزنی و اقتصادی قابل ارائه خواهد بود .

2 - کلیات :

میدان های پارس جنوبی و گنبدشمالی قطر، (North Qatar Dome) ، دارای یک ساختمان واحد و مشترک بوده و رویهم بزرگترین میدان گازی جهان می باشد . میدان پارس جنوبی که در یکصد کیلومتری ساحل و در آبهای خلیج فارس قرار دارد، در سال 1991 میلادی با حفاری چاه SP – 1 کشف گردید تصویر G 1 محل میدان گازی پارس جنوبی را در خلیج فارس نشان میدهد . این میدان شامل چند لایه نفتی و چهار لایه عظیم گازی به نامهای K4 , K3 , K2 , K1 می باشد . زیر لایه های مذکور معادل لایه های کنگان و دالان میباشند . در منطقه خلیج فارس لایه های کنگان و دالان بعنوان لایه خوف شناخته شده اند. .خوف معادل لایه های کنگان و دالان بوده و میتواند به لایه های مختلف کربناته اصلی تقسیم بندی گردد. لایه خوف بطور کلی به خوف بالائی که معادل کنگان و دالان بالایی است و خوف پایینی که معادل دالان پایینی است تقسیم بندی شده است.

ضخامت لایه های K1، K2 , K3 , K4 بترتیب حدود 120،43،110 و 145 متر میباشد. تخلخل لایه های مذکور بترتیب 12،11 ،10 و16 در صد، اشباع آب لایه های مذکور بترتیب 18 ، 7 ، 18 و7 در صد ونسبت خالص به کل لایه های مذکور بترتیب39،72،50 و90 درصد برآورد شده است. لایه هایK1 ,K2, K3 , K4 حاوی مایعات گازی می باشند . لایه K1 حاوی گاز با مایعات گازی کمتر از لایه های دیگرمی باشد. فشار اولیه مخزن در عمق 2735 متر زیر سطح دریا 362 با (5250 پام) گزارش شده است. سطح تماس اولیه گاز و آب این مخزن شیبدار میباشد. سطح تماس از سمت غرب به شرق میدان بترتیب تقریباً 2900 تا 3200 متر زیر سطح دریا برآورد شده است . نتایج آزمایش های PVT انجام گرفته نشان میدهد که نقطه شبنم گاز بین 4775 تا 5195 پام و نسبت گاز به مایعات گازی . بین 18305 الی 31910 پای مکعب بر بشکه می باشد . میزان هیدروژن سولفورو در آزمایش های مختلف متفاوت گزارش شده است. مقدار هیدروژن سولفوره در لایه های وبخش ها متفاوت است. مقدار هیدروژن سولفوره لایه K1 تا 10000 پی پی ام گزارش گردیده است. هیدروژن سولفوره لایه K4 حدود 4000 پی پی ام وهیدروژن سولفوره زیر لایه های K2 الی K4 حدود 5700 پی پی ام گزارش شده است براساس اطلاعات موجود نسبت مایعات گازی به گاز لایه های K2 الی K4 بالغ بر 38 بشکه به ازاء هر میلیون پای مکعب گاز و برای زیر لایه K1 معادل 27 بشکه به ازاء هر میلیون پای مکعب گازی برآورد شده است.گاز این مخزن میعانی بوده و با کاهش فشار مخزن، در نتیجه تولید گاز،مایعات گازی از گاز در مخزن جدا شده و باعث افت تولید مایعات گازی تولیدی خواهد شد.

توسعه گنبد شمالی از سالها قبل از اکتشاف پارس جنوبی آغاز شده بود. توسعه فاز – 1 میدان با تولید روزانه یک میلیارد پای مکعب برنامه ریزی و اجرا گردید . پس از آن فازهای 2 و 3 توسط شرکت توتال و سایر شرکای آن با برنامه تولید روزانه هر فاز یک میلیارد پای مکعب برنامه ریزی و اجرا گردید . برنامه فاز یک حفاری دوازده حلقه چاه از دو سکو و برنامه فاز های 2 و 3 هر فاز ده حلقه چاه از یک سکو می باشد . در فاز -1 آب در سکوهای سرچاهی از گاز جدا گردیده و و سپس گاز به پالایشگاه واقع در عسلویه منتقل میگردد .در فاز های بعدی گاز بصورت تراز طریق خطوط لوله به پالایشگاه منتقل میگردد .پس از انعقاد قرارداد فازهای 2،1و3، قرارداد فازهای بعدی یکی پس از دیگری منعقد گردید و فازهای جدید در میدان تعریف شد . فازهای بعدی تا 18 قاز تعیین و فعالیت گسترده ای در دست انجام بوده و همچنان ادامه دارد.

مطالعات انجام گرفته بعدی نشان داده که میدان تا 28 فاز با تولید روزانه تقریبی 28 میلیارد پای مکعب در قابل توسعه است. پس از حفاری چاههای توصیفی در فازهای مختلف اطلاعات مخزن بتدریج افزایش یافت و باعث افزایش حجم گاز در جای اولیه محاسبه شده در میدان گردید . اطلاعات جدید علاوه بر افزایش مسا حت تولیدی، سطح تماس گاز و آب پائین تر را نیز به اثبات رسانید و نشان داد ناحیه شرقی مخزن گسترش بیشتری داشته و دارای سطح تماس گاز / آب پایین تری (بیش از 200 متر) نسبت به ناحیه غربی آن می باشد . با حفاری چاههای SP -5 , SP – 6 گاز در جای اولیه میدان افزایش قابل توجهی را نشان داد . سطح تماس گاز و آب اولیه در مطالعه شرکت شل بر اساس چهار حلقه چاه اولیه در نواحی شرقی و غربی و بترتیب 2964 و 2890 متر زیر سطح دریا تخمین زده شده بود . حفاری چاههای SP -5 , SP – 6 نشان داد که سطح تماس گاز و آب در نواحی چاههای مذکور بمراتب پایین تر از ارقام مذکور می باشد . چاههای مذکور بترتیب تا عمق 3240 و 3134 متر حفاری شدند و سطح تماس گاز و آب در آنها ملاحظه نگردید . لازم به توضیح است که پائین لایه K4 در چاه SP – 5 در عمق 3182 متر زیر سطح دریا واقع گردیده است. بنابر این با توجه به اینکه سطح تماس گاز و آب در چاه SP – 2 , SP – 3 , SP – 4, به ترتیب 3000 و 3024 و 2904 متر زیر سطح دریا تخمین زده شده میتوان نتیجه گیری کرد که سطح تماس لااقل به مقدار 200 متر شیب دار می باشد . گاز در جای محاسبه شده اولیه در طول تاریخچه میدان همچنان روند افزایش داشته است . رقم گاز تر در جای اولیه تا حدود 479 تریلیون پای مکعب مورد تأیید قرار گرفته است .

3 - زمین شناسی

3 - 1 – لرزه نگاری : اولین اطلاعات لرزه نگاری میدان پارس جنوبی شامل اطلاعات محدود لرزه نگاری در سال 1960و سپس 1600 کیلومتر لرزه نگاری دو بعدی در سال 1988 جهت مشخص شدن توسعه گنبد شمالی قطر در آبهای ایران میباشد . پس از آن در اواخر سال 1989 مجدداً 1900 کیلومتر لرزه نگاری اضافی بر روی 20 خط انجام گرفت . اطلاعات فوق عموماً در ناحیه ستیغ مخزن و بین چاههای شماره SP - 1 , SP- 2 می باشند . پس از آن در سال 1992 لرزه نگاری جدیدی توسط شرکت DELFT در ناحیه شمال چاه SP -3 انجام شد . در سال 1994 نیز لرزه نگاری سه بعدی در مساحت 85 کیلومتر مربع بین چاههای SP - 1 , SP- 2 بعمل آمد . هدف لرزه نگاریهای بعمل آمده درک بهتر ساختمان و شکل هندسی میدان جهت تعیین فاز – 1 بوده است . نقشه لرزه نگاری بالای کنگان – دالان در میدان پارس جنوبی بشدت بستگی به مدل سرعت دارد . اولین

نقشه زیر زمینی میدان توسط شرکت DELFT با استفاده از اطلاعات لرزه نگاری و اطلاعات چاههای SP- 1 الی SP - 4 تهیه گردید . با شروع توسعه فازهای 2 و 3 توسط شرکت TOTAL و سایر شرکای آن ، پس از حفاری چاههای SP -5 , SP – 6 از اطلاعات آنها جهت ساخت نقشه همتراز زمین استفاده گردید . در نقشه جدید ساختمان میدان بزرگ تراز ساختمان قبلی ساخته شده توسط DELFT می باشد . تفسیر کلیه اطلاعات نشان میدهد که ساختمان پارس جنوبی و گنبد شمالی یک میدان مشترک و عظیم می باشند . این مخزن بزرگ ترین مخزن گازی جهان می باشد.

2 - 3 <u>سا ختمان</u> : سری ضخیم تریاس تا پایین کرتاسه تقریباً مخزن گازی کنگان – دالان را می پوشانند. این گنبد در بالای کرتاسه چند بار دچار فرسایش شده است . اطلاعات لرزه نگاری مشخص می کند که بیشتر کرتاسه دچار فرسایش شده است . ابعاد تقریبی ساختمان گنبد شمالی پارس جنوبی تقریباً 70 ×130 کیلومتر می باشد و تا خاک قطر توسعه می یابد . عمق آب حدود 70 – 65 متر در آبهای ایران می باشد . لایه کنگان – دالان در سال 1991 با حفاری چاه در عمق2563 متر زیر سطح دریا وارد مخزن گردید . چاه SP- 2 ، 42 متر پایین تر از چاه SP – 1 می باشد . چاهSP-3 در ناحیه شمالی مخزن حفاری گردید و حدود 19 کیلومتری شمال چاه SP- 2 قرار گرفته است . چاه SP – 4 دریا ل شمال غربی ساختمان و در فاصله تقریبی12 کیلومتری شمال غرب چاه SP – 1 می باشد .

با شروع توسعه میدان چاههای توصیفی SP -5 , SP – 6 بترتیب در فازهای 3 و 2 میدان حفاری شد. چاه SP- 5 بصورت عمودی در شرق فاز- 3 حفاری گردید . حفاری این چاه تا عمق 3240 متر حفار ادامه پیدا کرد و در عمق2752 متر زیر سطح دریا وارد مخزن شد . چاه SP – 6 نیز عمودی در غرب فاز -2 حفاری گردید . این چاه در عمق 2615 متر زیر سطح دریا وارد مخزن شد پس از حفاری چاههای SP -5 , SP – 6 نقشه ساختمان مجدداً توسط شرکت TOTAL تهیه شد . بالای مخزن در چاه SP- 5 ، حدود 50 متر پایین تر از نقشه ساختمانی بوده و سطح تماس گاز و آب در آن تا عمق 3210 متر حفار دیده نشد . این موضوع ثابت کرد که سطح آزاد آب و گاز عمیق تر از چیزی که قبلاً فرض شده می باشد . بنابراین نقشه ساختمان جدید با در نظر گرفتن اطلاعات چاههای SP – 5 الی SP- 6 ساخته شد .

3 - 3 - <u>چینه شناسی</u> : مخازن گازی پارس جنوبی در لایه های کنگان و دالان که بترتیب در دوره های تریاس و پرمین تشکیل شده اند می باشند . بالای لایه کنگان شیل های آغار در پایین لایه دشتک قرار گرفته است . شیل های مذکور نقش مسدود کننده مخزن جهت ذخیره شدن گاز را دارند . پرمین پایینی دارای یک سکانس دلتایی تخریبی یا همان لایه فراقون می باشد که زیر لایه دالان قرار گرفته است . پایین لایه دشتک که در دوره های ابتدا، وسط و آخر زمین شناسی تریاس تشکیل شده از دانه های سیلت ، شیل و دولومایت همراه با لایه های انیدریتی تشکیل شده است . بنابراین لایه دشتک بعنوان پوشاننده خوب برای مخازن کنگان و دالان می باشد . در منطقه خلیج فارس لایه های کنگان و دالان بعنوان لایه حوف شناخته شده اند . حذف معادل لایه های کنگان و دالان بوده و میتواند به لایه های مختلف کربناته اصلی تقسیم بندی گردد . لایه حوف در چاه SP – 1 دارای ضخامت تقریبی 940 متر و کربناته می باشد . با هدف توصیف بهتر مخزن لایه های کنگان و دالان توسط شرکت ملی نفت ایران به زیر لایه های A , B , C , D , E تقسیم بندی شده است . لایه خوف بطور کلی به خوف بالائی که معادل کنگان و دالان بالایی است و خوف پایین که معادل دالان پایینی است تقسیم بندی شده است . خوف بالایی و پایینی بوسیله یک لایه انیدریتی بزرگ که همان انیدریت وسط لایه دالان که نار نامیده میشود از یکدیگر جدا شده اند . در چاههای پارس جنوبی ، خوف بعنوان سنگ آهک ، دو لومیت و انیدریت توصیف میگردد . انیدریت بعنوان مانع حرکت و فاقد تراوایی بوده و میتواند بعنوان مانع حرکت عمودی در مخزن عمل کند . خوف پایینی دارای کیفیت بسیار ضعیف مخزنی است . عمده جنس سنگ در لایه کنگان سنگ آهک خالص می باشد . دو لومیت کریستالی نیز تشکیل دهنده سنگ مخزن می باشد . لایه کنگان عموماً دارای دو سیکل بوده که از سنگ آهک اولیتیک در پایین به ایندریت و سنگ گل در بالا تغییر پیدا می کند . دالان بالایی ضخیم ترین و محسوس ترین لایه در خوف بوده که عمدتاً از MUDSTONE , PACKSTONE , GRAINSTONE تشکیل شده است . لایه خوف به پنج زیر لایه K1 الی K5 تقسیم بنده شده است . از بالای زیر لایه نار به بالا چهار لایه اصلی گازدار K1 الی K4 تعریف شده است . هر کدام از زیر لایه های K1 الی K4 بعنوان وجود یک نوع سنگ خاص شناخته میشود . مرز زیر لایه های مختلف فوق الذکر بوسیله پرتوگاما کاملاً مشخص بوده و میتوان آنرا در همه چاهها مشاهده نمود . لایه های و مشخصات زمین شناسی میدان پارس جنوبی در خلیج فارس در تصویر G – 2 نشان داده میشود . خلاصه جنس زیر لایه های K1 الی K4 بشرح زیر میباشد :

لایه K1 - این لایه عمدتاً از دو لومیت ، سنگ آهک و شیل تشکیل شده است . سه زیر لایه انیدریتی به ضخامت تقریبی دو متر در وسط و پایین قرار دارد . زیر لایه های انیدریتی فوق میتوانند مانع تراوایی باشند . ماکزیمم و می نیمم ضخامت این لایه بترتیب 113/5 متر در چاه SP- 6 و 107 متر در چاه SP – 5 می باشد و تخلخل این لایه پایین و از تراوایی کمی برخوردار میباشد .

لایه K2- سنگ این زیر لایه کربناته بوده و زیر لایه های دولومیتی در آن قابل ملاحظه می باشد . این زیر لایه را میتوان به چهار زیر لایه دیگر تقسیم بندی کرد . ماکزیمم ضخامت در چاه SP- 3 برابر با 46 متر و می نیمم ضخامت در چاه SP- 6 برابر 41/5 متر میباشد . تخلخل این لایه بیش از لایه K1 میباشد .

لایه K3- این لایه نیز سنگ کربناته بوده و زیر لایه های سنگ آهک همراه با زیر لایه های ضخیم دولومیتی در آن ملاحظه میشود . انیدریت با ضخامت قابل ملاحظه در پایین لایه K3 قرار دارد . ضخامت لایه انیدریتی مذکور بیش از 12 متر می باشد . این ایندریت در همه چاههای SP – 1 الی SP – 6 وجود دارد . مقدار شیل در این لایه کم است . ماکزیمم ضخامت این لایه در چاه SP – 6 برابر 123/5 متر و می نیمم ضخامت در چاه SP – 4 برابر 117 متر می باشد .

لایه K4 - این لایه زیر لایه انیدریتی K3 قرار گرفته و بهترین لایه مخزن پارس جنوبی از نظر جنس می باشد . ماکزیمم ضخامت این لایه در چاه SP – 6 برابر 158 متر و می نیمم آن در چاه SP – 2 برابر 141 متر میباشد . این زیر لایه دارای تخلخل خوبی است .

تصاویر G3, G4, G5 و G6 بترتیب نقشه ساختمانی لایه های K4, K3 , K2,K1 را نمایش میدهد .

FIGURE G1

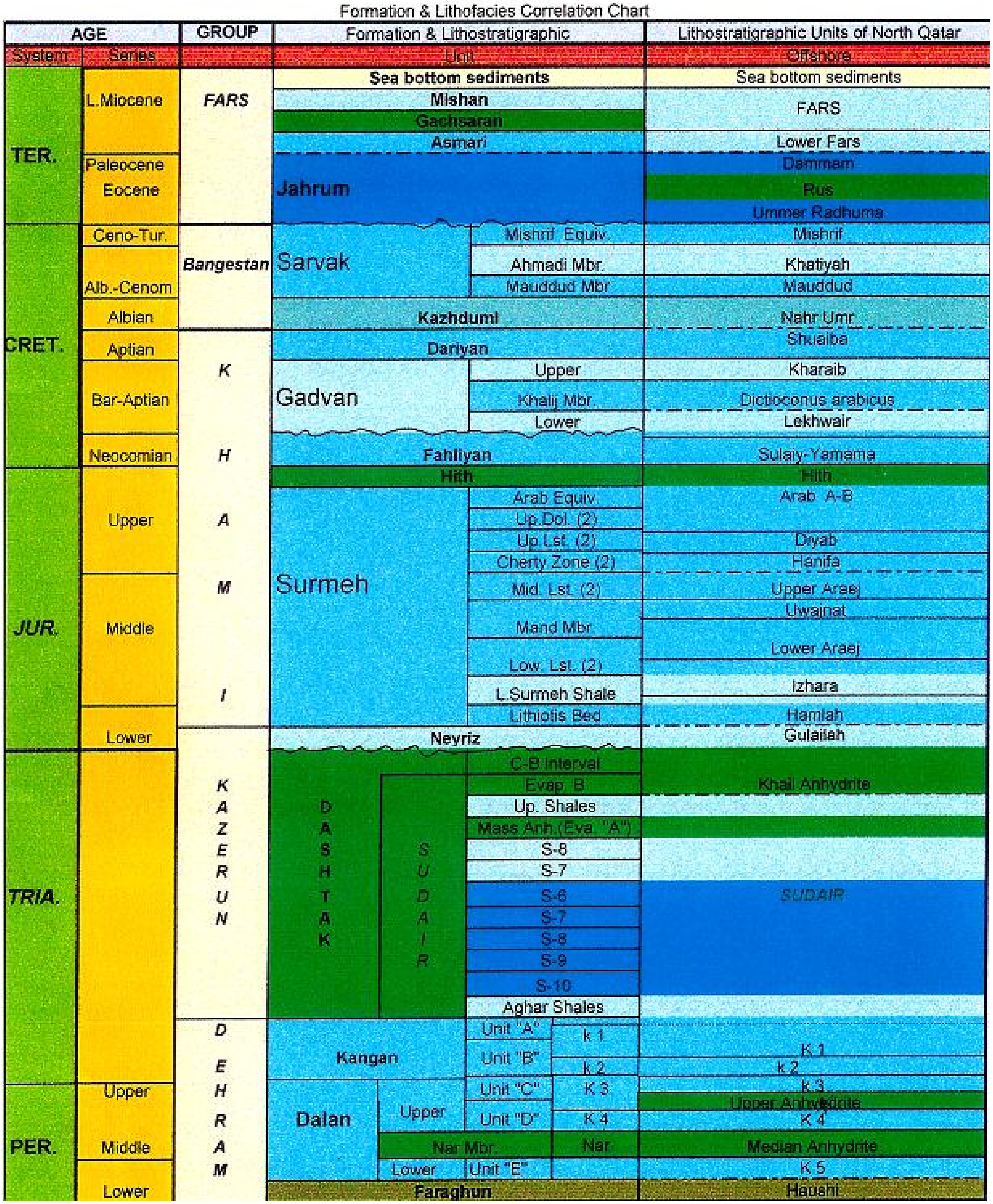
South Pars Gas Field
South Pars Gas Field
Location Map
Field Location Map
Kerman
Shiraz
Bushehr
Abadan
Bandar
Abbas
South Pars
North Field
Persian Gulf
IRAN

FIGURE G2

Persian Gulf

SOUTH PARS

Formation & Lithofacies Correlation Chart



FIGUE G-3

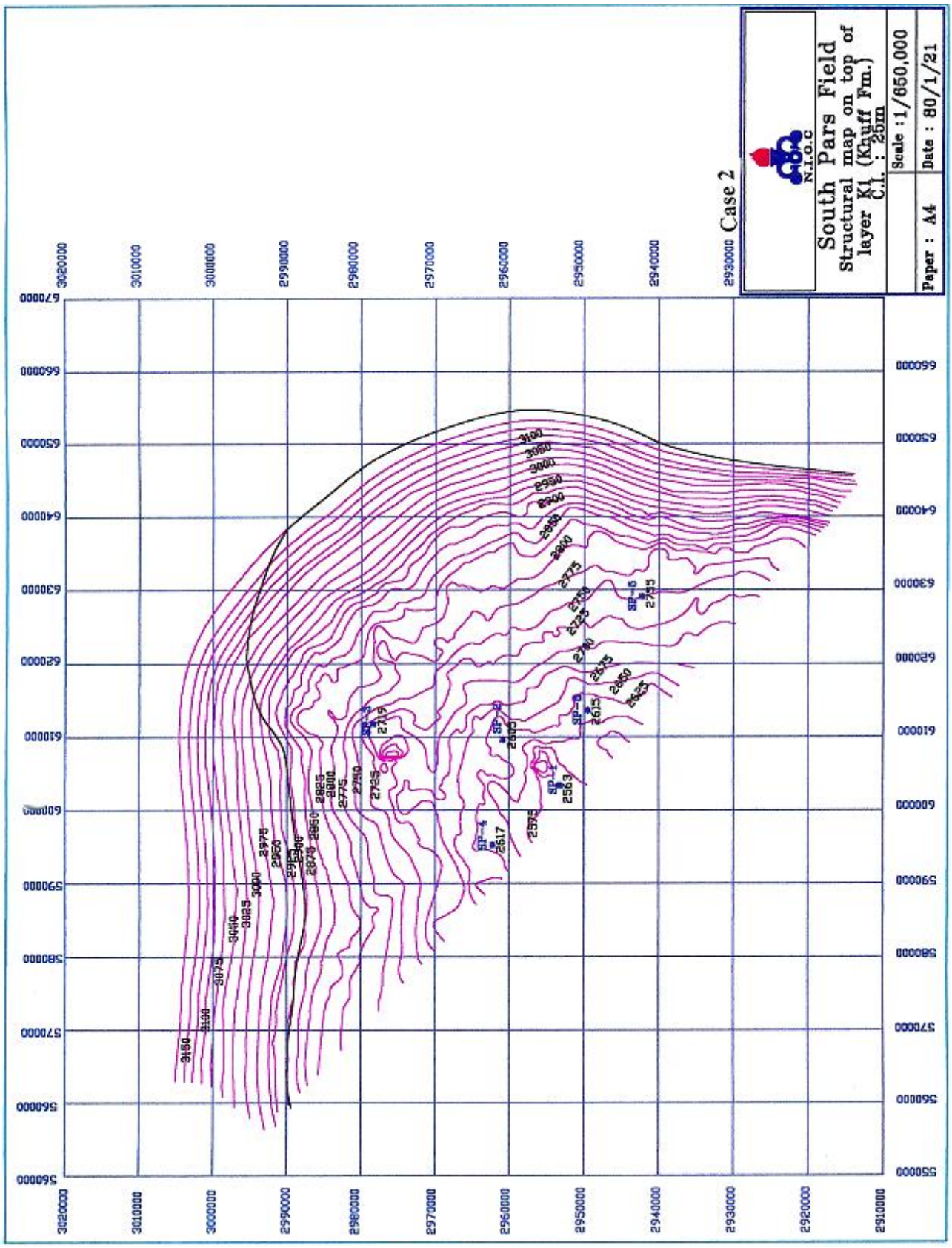

N.I.O.C
South Pars Field
Structural map on top of layer K1 (Khuff Fm.)
C.I. : 25m
Scale :1/850,000
Paper : A4
Date : 80/1/21
Case 2

FIGURE G-4

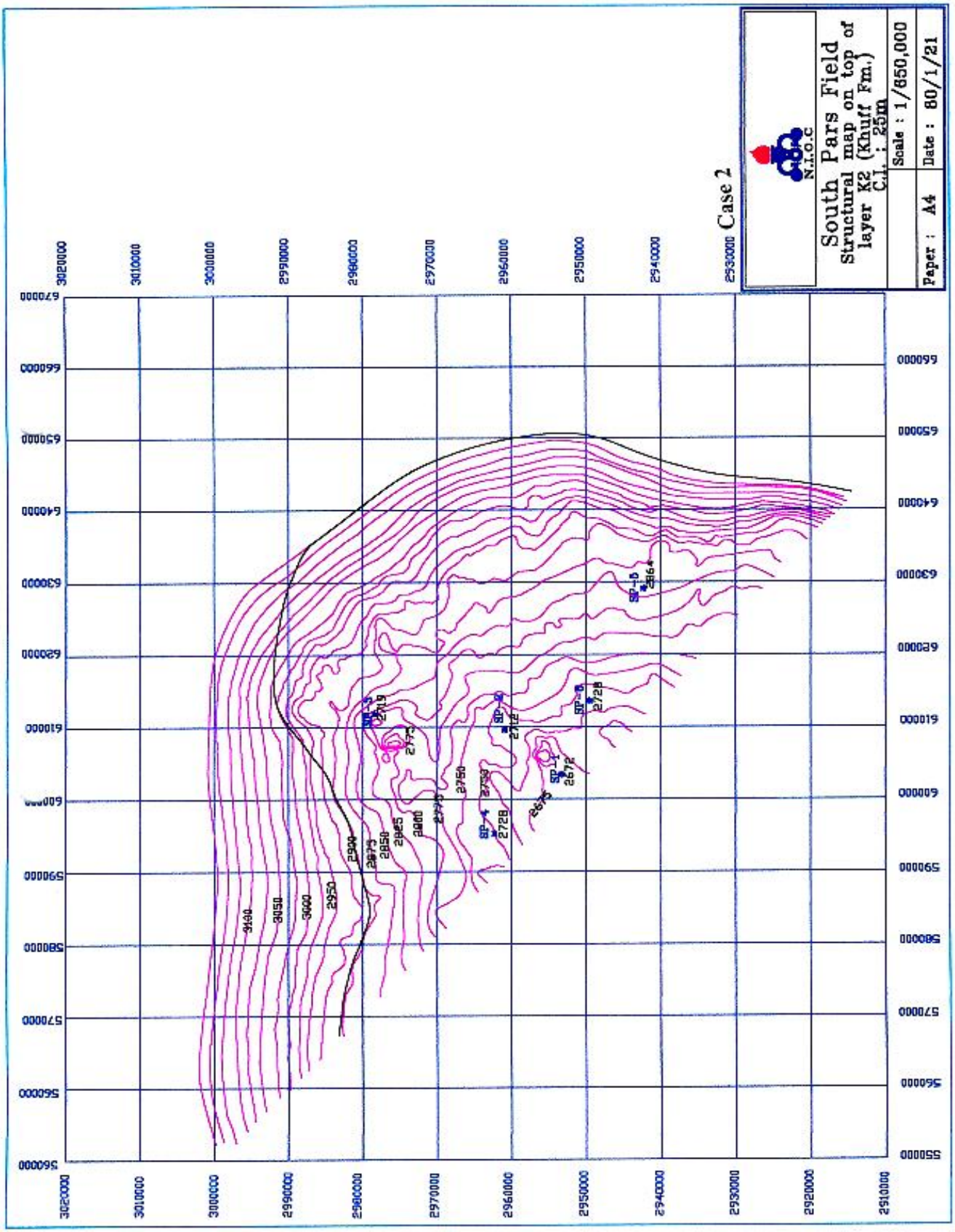

Case 2
South Pars Field
Structural map on top of layer K2 (Khuff Fm.)
Ci. : 25m
Scale : 1/650,000
Paper : A4
Date : 80/1/21
N.I.O.C

FIGURE G-5

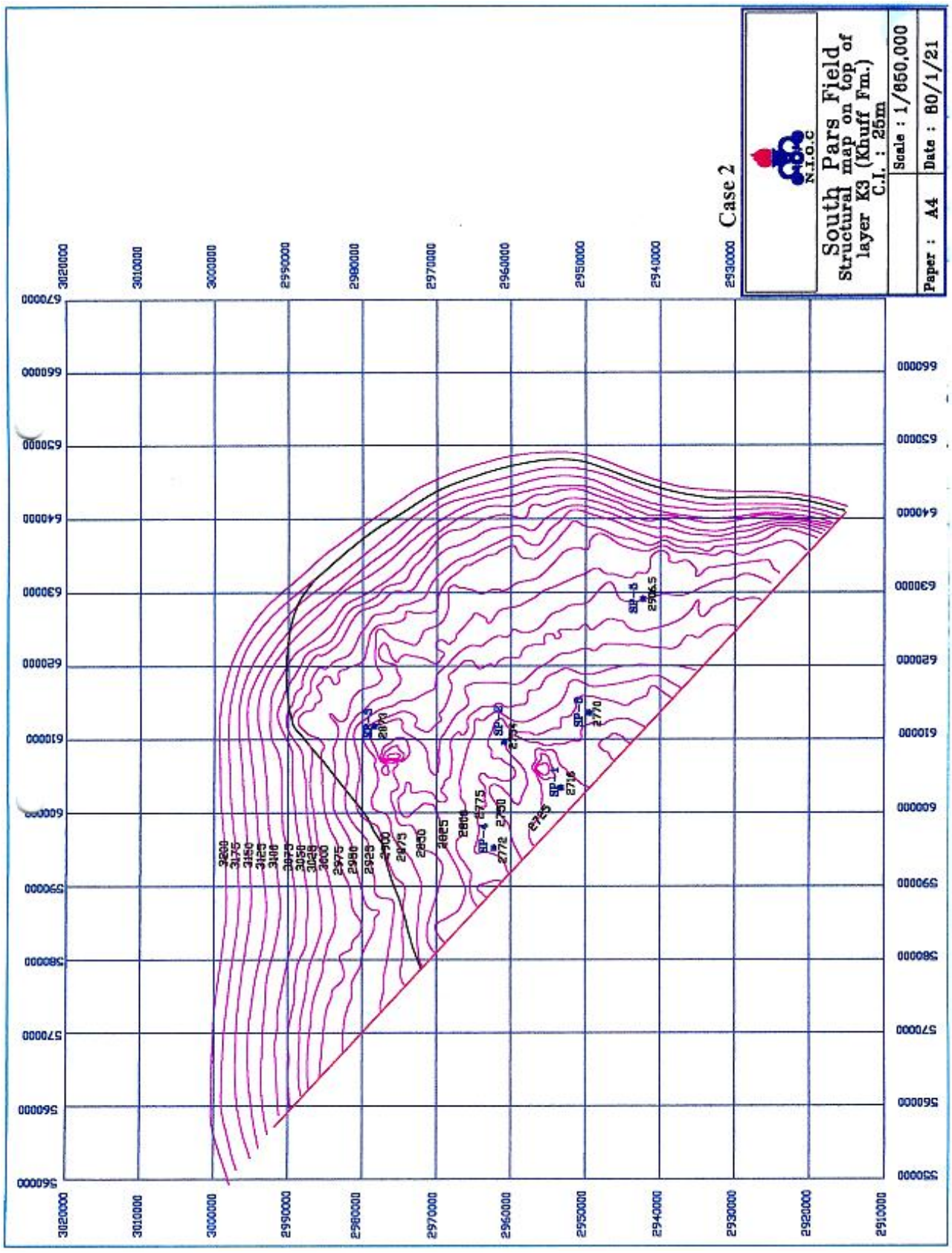
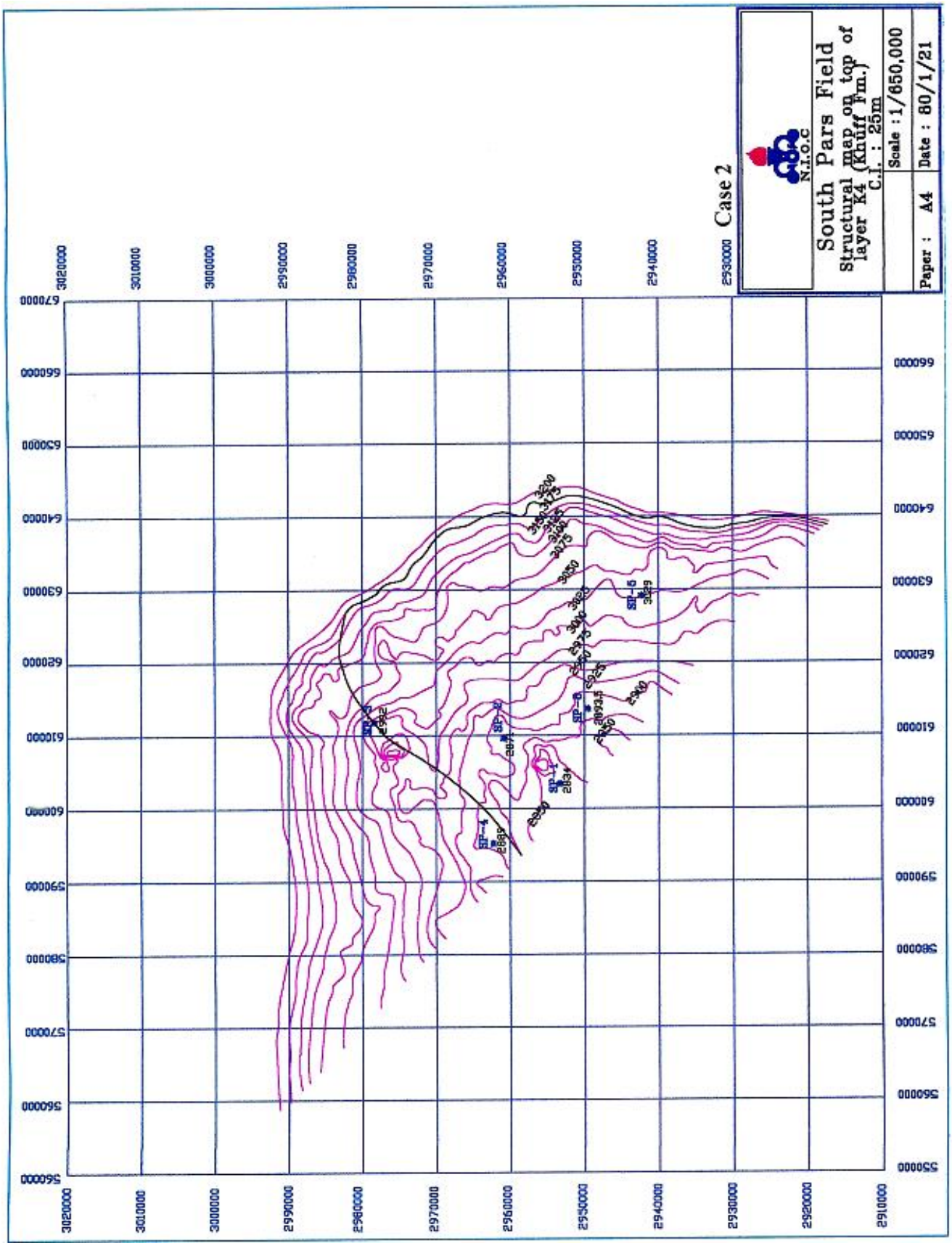

South Pars Field
Structural map on top of layer K3 (Khuff Fm.)
C.I. : 25m
Scale : 1/850,000
Paper : A4
Date : 80/1/21
Case 2
N.I.O.C

FIGURE G-6


Case 2
N.I.O.C
South Pars Field
Structural map on top of layer K4 (Khuff Fm.)
C.I. : 25m
Scale :1/650,000
Paper : A4
Date : 80/1/21

4 - مهندسی مخازن

مخزن کربناته خوف بالایی پارس جنوبی از زیر لایه های K4 , K3 , K2 , K1 تشکیل شده است . خوف پایینی که K5 نامیده میشود بهره ده نمی باشد . یک زیر لایه انیدریتی در پایین لایه K3 قرار گرفته و باعث جدایی K4 , K3 شده است . ضخامت تقریبی K1 حدود 110 متر جنس سنگ آن ضعیف و متوسط تخلخل ، اشباع آب و نسبت خالص به کل آن بترتیب 12 ، 18 و 39 درصد برآورد گردیده است . ضخامت زیر لایه K2 حدود 43 متر میباشد . متوسط تخلخل ، اشباع آب و نسبت خالص به کل این زیر لایه بترتیب 11 ، 7 و 72 درصد برآورد گردیده است . ضخامت زیر لایه K3 حدود 120 متر میباشد . متوسط تخلخل ، اشباع آب و نسبت خالص به کل زیر لایهK3 بترتیب 18،10 و50 در صد برآورد شده است. ضخامت زیر لایه K4 حدود 145 متر میباشد. متوسط تخلخل ، اشباع آب و نسبت خالص به کل زیر لایه بترتیب 16‘ 7 و 90 درصد برآورد شده اند . مخزن K4 بهترین مخزن گازی میدان پارس جنوبی میباشد . سطح تماس گاز و آب شیبدار می باشد . این سطح تماس از 2900 در شمالی غرب مخزن به 3200 متر زیر سطح دریا در جنوب شرقی تغییر میکند . اختلاف سطح تماس گاز و آب در چاههای مختلف نشان دهنده سطح تماس شیبدار می باشد . اطلاعات موجود نشان میدهد که تغییر سطح تماس بصورت منظم بوده که حاکی از اختلاف پتانسیل آب در سمت شمال غرب و عمیق تر بودن سطح تماس در ناحیه جنوب شرق می باشد . جدول R-1 مشخصات مخزنی و زمین شناسی مهم چاههای SP – 1 الی SP – 6 را نشان میدهد .

4 - 1 - اشباع گاز : پس از حفاری چاههای 5 و 6 و بدست آمدن اطلاعات جدید با توجه به نتایج بهتر چاههای SP – 5 و6 -SP مقدار گاز در جای محاسبه شده قبلی افزایش یافت . نسبت خالص به کل و اشباع گاز ارزیابی شده در چاههای مذکوربیش از چاههای قبلی است . اشباع آب لایه های K4 , K2 به حدود 7 درصد کاهش یافت . اشباع آب K4 در چاه SP – 4 , SP– 3 بالاست که خود نشان دهنده سطح تماس بالاتر در این منطقه است . اشباع آب K1 , K3 حدود 18 درصد برآورد شده است.

4 - 2 - تخلخل : بطوریکه جدول – 1 نشان میدهد تخلخل در چاههای مختلف متفاوت است . بیشترین تخلخل در زیر لایه K4 و کمترین در لایه K3 مشاهده میشود . در لایه K1 بیشترین تخلخل در چاه SP- 6 واقع شده است . در لایه K2 بیشترین تخلخل در چاه SP-3 مشاهده میگردد . در لایه K3 تخلخل شبیه لایه K4 بوده و بالاترین تخلخل در چاه SP-2 مشاهده گردیده است . اطلاعات موجود نشان میدهد که سنگ آهک ها دارای تخلخل نسبتاً خوبی بوده اما از عبور پذیری کمی برخور دارند .

3 - 4 - <u>عبور پذیری</u> : با توجه به آزمایش های چاه انجام گرفته میتوان نتیجه گیری کرد که بیشتر تولید از دولومیت ها در مقایسه با سنگ آهک مخزن انجام میگیرد . آزمایش های انجام گرفته نشان میدهد که دولومیت ها دارای عبورپذیری تا 100 میلی دارسی بوده که در مقایسه با سنگ آهک با عبور پذیری تقریبی 10 میلی دارسی رقم قابل توجهی را دارا می باشند . آزمایش های DST نشان میدهد که لایه های سنگ آهک قابلیت تولید دارند . بدیهی است که با توجه به کربناته بودن سنگ مخزن اسیدکاری چاهها جهت حذف پوسته از اهمیت ویژه ای برخوردار می باشد . جدول R -2نتایج آزمایش مغزه از چاه SP – 1 را نشان می دهد . بطوریکه ملاحظه میگردد عبور پذیریهای مغزه رقم پایینی را نشان میدهند . مقایسه عبور پذیریهای مغزه و آزمایش چاهها بیانگر وجود شکاف در سنگ مخزن می باشد . عبور پذیریهای نشان داده شده در جدول – 2 برای لایه های K2 , K4 , K3 بیانگر این واقعیت است که عبور پذیری های K4 از ارقام بالاتری برخوردار میباشد . تصویر R -1 فاصله های آزمایش شده DST در چاههای SP – 1 الی SP – 4 را نشان میدهد . بطوریکه نتایج آزمایش ها نشان میدهند اسید کاری چاهها کمک بسیار موثری به عبور پذیری و بهره دهی آنها می کند . جدول – 3 نتایج آزمایشهای DST در چاههای SP- 1 الی SP-4 را نشان میدهد . . بر اساس اطلاعات مغزه موجود در چاه SP – 1 عبور پذیری مغزه در لایه های K1 , K2 حدود 4 میلی دارسی میباشد . عبورپذیری های بدست آمده از آزمایش بیانگر عبور پذیری بیش از 15 میلی دارسی در لایه K2 میباشد . K4 بهترین لایه مخزن است و متوسط عبور پذیری آن 30 میلی دارسی میباشد .

4 - 4 - <u>خواص سیالات مخزن</u> : نتایج آزمایش های PVT انجام گرفته نشان میدهد که نقطه شبنم گاز بین 4775 تا 5195 پام در دمای مخزن و نسبت گاز به مایعات گازی . بین 18305 الی 31910 پای مکعب بر بشکه می باشد . فشار اولیه مخزن در عمق 2735 متر زیر سطح دریا 362 بار گزارش شده است. میزان هیدروژن سولفوره در آزمایش های مختلف متفاوت گزارش شده است . . مقدار هیدروژن سولفوره در لایه هاو بخش ها متفاوت است. هیدروژن سولفوره لایه K1 تا 10000 پی پی ام گزارش گردیده است. هیدروژن سولفور لایه K4 معادل 4000 پی پی ام و هیدروژن سولفوره زیر لایه های K2 الی K4 حدود 5700 پی پی ام گزارش شده است. براساس مدارک موجود نسبت مایعات گازی به گاز لایه های K2 الی K4 بالغ بر 38 بشکه به ازاء هر میلیون پای مکعب گاز و برای زیر لایه K1 معادل 27 بشکه به ازاء هر میلیون پای مکعب گازی میباشد . جدول های 4 الی 6 اجزاء گاز در زیر لایه های مختلف را نشان میدهد . تصویر R- 2 منحنی درصد مایعات گازی باقیمانده و رسوب کرده مخزن بر حسب فشار را نشان میدهد . جدول های R-3 الی R-10 نیز خواص مهم مخزنی و زمین شناسی زیر لایه های K1 الی K4 را نشان میدهند .

5 - 4 - <u>سطح تماس گاز و آب</u> : سطح تماس گاز و آب در میدان پارس جنوبی شیبدار می باشد . سطح تماس از سمت غرب به شرق میدان بترتیب تقریباً 2900 تا 3200 متر زیر سطح دریا است . این موضوع با مشاهده سطح تماس گاز و آب متفاوت در چاههای مختلف با ثبات رسیده است . اختلاف پتانسیل آب از سمت شمال غرب به جنوب شرق باعث عمیق شدن سطح تماس در جهت جنوب شرقی است . چاه SP- 5 در قسمت شرقی میدان حفاری گردیده و حفاری آن تا عمق 3240 متر حفاری ادامه یافته است . در این چاه سطح تماس گاز و آب مشاهده نگردید . بنابراین در ناحیه شرقی میدان سطح تماس آب و گاز پایین تراز 3240 متر حفار می باشد . درصد اشباع آب در لایه K4 در این چاه 7/8 درصد ارزیابی شده است

حجم گاز در جای اولیه : حجم گاز در جای اولیه طی سالهای مختلف با بدست آمدن اطلاعات جدید مرتب افزایش پیدا کرده است . اولین تخمین ها که مربوط به دهه 1990 میباشد، حجم گاز در جای اولیه مخزن را بالغ بر 100 تریلیون پای مکعب برآوردکرده بود . پس از آن طی مطالعات مختلف و مشخص شدن سطح تماس گاز و آب پایین تر و لذا افزایش حجم کل مخزن و بهتر بودن جنس سنگ مخزن بر آوردها مرتب افزایش پیدا کرد . آخرین برآوردی که اطلاع از آن در دست است گاز در جای اولیه مخزن را بالغ بر 479 تریلیون پای مکعب برآورد نموده است .

5 - <u>توسعه میدان</u>

توسعه اولین فاز در تعریف شده در میدان(فاز-1) بعهده شرکت ملی نفت ایران بوده است . پس از آن فازهای 2 و3 تعیین و توسعه آنها توسط شرکت توتال و سایر شرکای آن بصورت بیع متقابل انجام گرفت .شکل -3 فازهای اولیه تعریف شده در میدان را نشان میدهد . پس از آن مسا حت فازهای 2 و 3 شرکت توتال کاهش یافت و فازهای بعدی شامل 4 ، 5 ، 6 ، 7 و 8 توسط شرکت پترو پارس توسعه یافت . توسعه فازهای 9 و 10 و 17 و 18 نیز بعهده شرکت مهندسی و ساختمان نفت گذاشته شده است . فازهای بعدی تا 18 قاز تعیین و فعالیت گسترده ای در دست انجام بوده و همچنان ادامه دارد.

برنامه فاز 1 شامل 12 حلقه چاه و دو سکو میباشد ، برنامه فازهای 2 الی 10 شامل یک سکو با ده حلقه چاه تولیدی است . فازهای 11 الی 14 شامل دو سکوی A و B و بالاخره فازهای 15 و 16 هر کدام در دو نا حیه مختلف با نامهای A 15، B15، A16 و B16 تعریف شده اند. بجز فازهای 11 الی 14 برنامه تولید روزانه سایر فازها یک میلیارد پای مکعب میباشد.تولید روزانه فازهای 11 الی 13 بالغ بر 1/4 میلیارد و تولید فاز 14 بالغ بر 1/5 میلیارد در نظر گرفته شده است. کل تولید برآورد شده 18 فاز بالغ بر 19/7 میلیارد پای مکعب در روز تخمین زده شده است . پس از آن مطالعات بعدی جهت افزایش میزان تولید و تعداد فازهای نشان داد که امکان افزایش فازها تا 28 فاز و تولید روزانه تقریبی 28 میلیارد پای مکعب در روز وجود دارد .

SOUTH PARS FIELD

K1-K2-K3-K4 PROPERTIES

WELL KB(Meter)	SP-1 28m.	SP-2 28m.	SP-3 31m.	SP-4 27m.	SP-5 30m.	SP-6 30m.
Reservoir k1						
Top (KB m)	2591	2633	2750	2644	2785	2645
Base (KB m)	2700	2740	2858	2755	2894	2756.5
Gross Thickness(m)	109	107	108	111	109	113.5
Net Thickness(m)	35.7	35.5	42.2	46	14.9	44.
Average Porosity(%)	10.9	12.5	11.9	12.4	11.8	13.5
Average SW(%)	19.7	14.8	16.9	16.9	17.3	16.6
N/G Ratio	0.327	0.33	0.39	0.41	0.384	0.398
Reservoir k2						
Top (KB m)	2700	2740	2858	2755	2894	2758.5
Base (KB m)	2744	2782	2904	2799	2936.5	2800
Gross Thickness(m)	44	42	46	44	42.5	41.5
Net Thickness(m)	33	30.8	41.7	34.4	29.3	29.7
Average Porosity(%)	10.2	11.7	14.1	10.2	14.2	11.4
Average SW(%)	8.7	5.2	4.1	9.5	5.2	6.7
N/G Ratio	0.75	0.73	0.906	0.78	0.69	0.71
Reservoir k3						
Top (KB m)	2744	2782	2904	2799	2936.5	2800
Base (KB m)	2862	2899	3023	2916	3059	2923.5
Gross Thickness(m)	118	117	119	117	122.5	123.5
Net Thickness(m)	60	69	68.5	75	35.5	62.8
Average Porosity(%)	10.8	10	10.3	9.4	10	10.7
Average SW(%)	21.2	13.2	19.4	21.2	13.5	16.8
N/G Ratio	0.508	0.584	0.57	0.64	0.289	0.508
Reservoir k4						
Top (KB m)	2862	2899	3023	2916	3059	2923.5
Base (KB m)	3006	3040			3212	3081.5
Gross Thickness(m)	144	141			153	158
Net Thickness(m)	126.2	94			142.9	141.9
Average Porosity(%)	14.8	12.3			15.1	16.5
Average SW(%)	8.1	4.9			7.8	6
N/G Ratio	0.876	0.93			0.93	0.89
Total Depth	**3522**	**3050**	**3100**	**2975**	**3240**	**3134**
Gas Water Contact	*N.R*	*3000*	*3024*	*2904*	*N.R*	*N.R*

FINAL TABLE WITH SP-5&6 WELLS DATA **TABLE 1**

TABLE R 2

SOUTH PARS CORE ANALYSIS (SP-1)

K2 ZONE

T DEPTH MDD	B DEPTH MDD	PORO %	KX MD	KV MD	KV/KX	REMARKS
2624.90	2626.06	2.708	0.001	0.002	2	CORE NO. 8
2625.20	2625.37	2.432	3.724	0.001	0.000269	
2625.53	2625.68	0.940	0.002	0.002	1	
2625.84	2626.00	2.418	0.002	0.001	0.5	
2624.07	2624.19	10.167	0.016	0.002	0.125	
2624.30	2624.42	2.686	0.002	0.002	1	
2624.54	2624.66	5.258	0.002	0.002	1	
2624.78	2624.90	3.609	0.002	0.001	0.5	
2623.17	2633.35	4.709	0.002	0.001	0.5	
2623.89	2624.07	4.930	0.005	0.002	0.4	
2621.24	2621.37	4.363	0.007	0.002	0.285714	
2621.50	2621.63	1.479	0.005	0.003	0.6	
2621.76	2621.89	0.868	0.002	0.002	1	
2622.00	2622.16	1.481	0.002	0.003	1.5	
2619.35	2619.67	1.838	0.038	0.021	0.552632	CORE NO 8,9
2618.39	2618.58	5.342	0.050	0.017	0.34	
2618.77	2618.97	8.355	0.531	0.041	0.077213	
2617.62	2617.77	7.802	0.553	0.021	0.037975	
2617.93	2618.08	5.055	0.102	0.035	0.343137	
2618.24	2618.39	7.032	0.408	0.133	0.32598	
2710.47	2710.60	9.787	4.361	1.793	0.411144	
2710.73	2710.87	10.661	2.271	1.212	0.533686	
2711.00	2711.13	6.860	1.267	0.135	0.106551	
2711.27	2711.40	7.273	0.569	0.157	0.275923	
2709.52	2709.65	17.598	8.961	3.070	0.342596	FRAC
2709.80	2709.93	8.653	3.694	0.442	0.119653	
2710.00	2710.20	9.366	11.087	3.337	0.300983	
2710.33	2710.47	11.855	49.891	1.773	0.035537	
2708.60	2708.78	9.605	9.607	13.080	1.361507	
2708.97	2709.15	10.592	3.600	10.221	2.839167	FRAC
2709.30	2709.52	9.105	3.104	2.294	0.739046	
2707.66	2707.80	10.757	11.409	2.468	0.21632	
2707.93	2708.06	3.508	0.063	0.067	0.807229	CORE NO. 9
2708.20	2708.33	17.209	8.174	3.519	0.430511	
2708.48	2708.60	7.190	2.549	0.478	0.187525	
2706.61	2706.76	6.066	0.269	0.297	1.104089	
2706.91	2707.06	10.359	5.106	0.849	0.166275	
2707.21	2707.36	12.552	4.258	8.827	2.073039	
2707.51	2707.66	7.201	3.311	0.320	0.096648	
2706.03	2706.22	6.494	0.127	0.092	0.724409	
2706.40	2706.61	9.575	0.502	0.176	0.350598	
2704.64	2704.78	10.377	0.436	1.070	2.454128	
2704.92	2705.07	12.032	9.569	8.456	0.883687	
2705.20	2705.35	11.394	13.892	0.860	0.061906	
2705.50	2705.64	10.351	7.519	1.284	0.170767	
2703.61	2703.76	8.846	1.615	0.317	0.196285	
2703.90	2704.05	8.708	4.082	0.121	0.029642	
2704.20	2704.34	9.388	2.063	0.065	0.031508	
2704.50	2704.64	9.857	0.793	1.024	1.291299	

TABLE R2

2704.50	2704.64	9.857	0.793	1.024	1.291299	
2702.61	2702.68	5.981	1.456	0.336	0.230769	
2702.75	2702.82	7.727	3.874	2.801	0.723025	
2702.89	2702.96	6.999	4.342	0.100	0.023031	CORE NO 9,10
2734.02	2734.20	4.809	0.033	0.066	2	
2734.40	2734.60	5.774	0.127	0.045	0.354331	
2734.80	2735.00	9.244	0.033	0.208	6.30303	
2733.02	2733.22	2.580	0.455	0.038	0.083516	
2733.42	2733.62	8.596	1.066	0.192	0.180113	
2733.82	2734.02	11.405	0.654	0.137	0.20948	
2732.02	2732.22	17.554	4.015	3.910	0.973848	
2732.42	2732.62	18.734	13.058	0.337	0.025808	
2732.82	2733.02	1.175	0.021	0.033	1.571429	
2731.00	2731.20	20.489	7.014	1.818	0.259196	
2731.41	2731.61	11.436	0.057	0.256	4.491228	
2731.80	2732.02	11.554	0.425	1.007	2.369412	
2729.97	2730.17	4.975	0.099	0.131	1.323232	
2730.38	2730.59	15.711	0.816	0.428	0.52451	
2730.80	2731.00	13.981	2.528	0.323	0.127769	
2728.92	2729.10	17.095	5.950	2.535	0.42605	
2729.34	2729.55	19.065	3.760	1.490	0.396277	
2729.76	2729.97	20.791	35.707	16.363	0.458257	
2727.95	2728.14	10.543	4.165	0.057	0.013685	
2728.34	2728.53	10.951	9.265	0.178	0.019212	CORE NO 10,11
2727.08	2727.25	23.272	11.983	0.728	0.060753	
2727.43	2727.60	23.469	2.230	0.902	0.404484	
2727.78	2727.95	22.161	27.245	4.450	0.163333	
2726.15	2726.34	17.486	31.448	0.874	0.027792	
2726.52	2726.70	16.692	0.312	0.495	1.586538	
2726.89	2727.08	13.182	0.380	11.958	31.46842	
2725.68	2725.84	18.010	17.954	0.156	0.008689	

TABLE R2

SOUTH PARS CORE ANALYSIS (SP-1)						
		K4 ZONE				
TDEPTH	BDEPTH	PORO	KH	KV	KV/KH	REMARKS
MDD	MDD	%	MD	MD		
2864.98	2865.17	8.506	6.187	1.749	0.28269	CORE NO 10,11
2865.36	2865.55	8.305	12.447	13.646	1.096328	
2865.74	2865.93	8.093	12.553	1.015	0.080857	
2864.80	2864.84	9.832	273.181	3.549	0.012991	
2864.87	2864.91	7.313	13.121	2.767	0.210883	
2864.94	2864.98	7.556	12.044	2.196	0.182331	
3863.80	2864.00	13.201	58.326	0.812	0.013922	
2864.20	2864.40	10.169	21.229	3.705	0.174525	
2864.60	2864.80	10.340	76.993	0.615	0.007988	
2862.13	2862.64	23.925	34.021	24.636	0.724141	CORE NO 11
2862.60	2863.13	19.746	81.006	19.712	0.24334	FRAC
2863.47	2863.80	18.002	365.747	208.737	0.570714	
2861.10	2861.30	18.614	14.604	13.389	0.916804	
2861.50	2861.72	18.278	17.408	7.862	0.451631	
2861.92	2862.13	17.078	14.396	2.096	0.145596	
2860.12	2860.32	18.188	5.088	1.692	0.332547	
2860.51	2860.71	22.493	11.725	11.693	0.997271	
2860.90	2861.10	22.496	15.229	15.712	1.031716	
2859.17	2859.36	0.399	0.111	0.063	0.567568	
2859.55	2859.74	0.268	0.074	0.058	0.783784	
2858.27	2858.45	0.399	0.081	0.075	0.925926	
2858.63	2858.81	0.398	0.094	0.082	0.87234	
2858.99	2859.17	0.134	0.099	0.083	0.838384	
2857.40	2857.57	0.397	0.095	0.098	1.031579	
2857.75	2857.92	0.612	0.148	0.092	0.621622	
2858.10	2858.27	0.664	0.112	0.080	0.714286	
2857.00	2857.13	0.658	0.109	0.212	1.944954	
2857.27	2857.40	2.631	0.307	0.304	0.990228	

SOUTH PARS KHUFF RESERVOIR
SUMMARY OF WELL TEST REULTS

TABLE R3

Well Name	Test No.	Test Data (D/M/Y)	Acidizing Status	Tested Layer	Production Test				Absolute Open Flow Potential (AOF) MMSCF/D
					Results Choke Size 1/64	Gas Rate MMSCF/D	Condensate Rate STB/D	G.O.R SCF/STB	
SP-1	DST-2	19-29.1.92	Pre-Acid	k4	48	39.25	1420	27630	166.7
	DST-3	1-9.2.92	Pre-Acid	k2 , k3	24	11.16	319	35000	198.7
SP-2	DST-1	12.91/1.92	Pre-Acid	k4	48	23.34	884	26439	38.5
	DST-2	5-7.1.92	Pre-Acid	k2 , k3	48	24.15	959	52182	N.A
SP-3	DST-1	30-3 TO 6.4.92	Pre-Acid	k1 , k2	48	24	651	36846	40.3
			Post-Acid	k1 , k2	48	32.5	873	37216	100
	DST-2	13-21.4.92	Pre-Acid	k2 , k3	48	67.2	N.A	N.A	250.6
			Post-Acid	k2 , k3	48	71.3	N.A	N.A	409.6
SP-4	DST-2A	8.7.92	Pre-Acid	k2	48	29.8	N.A	N.A	54

TABLE R4

SOUTH PARS FIELD
RESERVOIR FLUID ANALYSIS BY SCHLUMBERGER

COMPONENT	K1/K2 (SP#1)	K2/K3 (SP#2)	K1/K2 (SP#4)	K1 (SP#3)	AVERAGE
N2	3.15	3.62	3.20	3.07	3.30
CO2	2.17	2.13	2.18	2.24	2.20
H2S	0.23	0.39	0.17	0.33	0.30
CH4	84.59	81.96	83.02	84.00	83.40
C2H6	4.56	5.18	5.02	4.84	4.90
C3H8	1.66	1.96	1.87	1.78	1.83
iC4H10	0.37	0.43	0.40	0.38	0.40
nC4H10	0.57	0.73	0.70	0.63	0.50
iC5H12	0.30	0.34	0.33	0.31	0.32
nC5H12	0.26	0.33	0.33	0.30	0.32
Pseudo C6	0.33	0.45	0.42	0.36	0.39
Pseudo C7	0.42	0.55	0.53	0.40	0.50
pseudo C8	0.40	0.49	0.51	0.39	0.45
Pseudo C9	0.27	0.34	0.37	0.27	0.31
pseudo C10	0.19	0.25	0.28	0.20	0.23
Pseudo C11	0.12	0.16	0.18	0.14	0.15
C12+	0.40	0.68	0.50	0.37	0.50
TOTAL	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

TABLE R5

SOUTH PARS FIELD
RESERVOIR FLUID ANALYSIS BY SCHLUMBERGER

COMPONENT	K4 (SP#1)	K4 (SP#2)	AVERAGE
N2	3.73	3.62	3.68
CO2	2.07	2.18	2.15
H2S	0.34	0.39	0.37
CH4	82.69	82.11	82.40
C2H6	5.09	5.20	5.14
C3H8	2.03	1.99	2.00
iC4H10	0.44	0.41	0.42
nC4H10	0.71	0.73	0.72
iC5H12	0.33	0.32	0.33
nC5H12	0.31	0.31	0.31
Pseudo C6	0.38	0.46	0.42
Pseudo C7	0.44	0.52	0.48
pseudo C8	0.39	0.44	0.41
Pseudo C9	0.27	0.32	0.29
pseudo C10	0.18	0.24	0.21
Pseudo C11	0.12	0.16	0.14
C12+	0.47	0.59	0.53
TOTAL	100.00	100.00	100.00

TABLE R6

SOUTH PARS

SUMMARY AND MAIN RESULTS OF RESERVOIR FLUID

(LAYER K4)

WELL NO	SP-1 BY N.I.O.C	SP-1 BY PETROFLOR	SP-2 BY PETROFLOR	NWD-5 SPE 10715
INITIAL RESERVOIR STATIC PRESSURE PSIA	5220	5280	5277	5300
DEW POINT PRESSURE PSIA	5163	5195	4775	5135
RESERVOIR TEMP °F	213	213.1	201.1	220
DENSITY OF GAS (G/CM3)		8.12E-04	8.08E-04	
STOCK TANK LIQUID API GRAVITY		52.9	53.8	
STOCK TANK OIL DENSITY G/CM3	0.772	0.767	0.764	
GLR SCF/BBL	22187	25142	19833	
LIQUID YIELD (BBL/MMSCF)	45.071	39.774	50.934	
GAS Z FACTOR AT PD		1.022	0.997	
COMPRESSIBILITY FACTOR 1/PSI		1.20E-04	1.19E-04	
MOLECULAR WEIGHT OF RESERVOIR FLUID (G/MOL)		22	22.5	
MW OF C12+ G/MOL		226	213.7	

TABLE R7

MAIN RESERVOIR CHARACTERSITIC
KHUFF RESERVOIR (K1)

GROSS RESERVOIR THICKNESS	110 m
NET TO GROSS RATIO	39%
AVERAGE INITIAL WATER SATURATION	18%
AVERAGE INITIAL GAS SATURATION	82%
AVERAGE POROSITY	12%
GAS WATER CONTACT	2900 – 3200 mss
INITIAL RESRVOIR PRESSURE	5245 psia@2735 mss
DEW POINT PRESSURE	4900 – 5150psia
INITIAL RESRVOIR TEMPERATURE	223 °F@2735mss
CONDENSATE TO GAS RATIO	38 STB/MMSCF *
INITIAL GAS FORMATION VOLUME	0.0039 V/V
GAS GRADIENT	0.109 PSI/ft

*** The Condensate to Gas Ratio In K1 Can Be Much Lower Than 38 STB / MMSCF**

TABLE R8

MAIN RESERVOIR CHARACTERSITIC
KHUFF RESERVOIR (K2)

GROSS RESERVOIR THICKNESS	43 m
NET TO GROSS RATIO	72%
AVERAGE INITIAL WATER SATURATION	7%
AVERAGE INITIAL GAS SATURATION	93%
AVERAGE POROSITY	11%
GAS WATER CONTACT	2900 – 3200 mss
INITIAL RESRVOIR PRESSURE	5245 psia@2735 mss
DEW POINT PRESSURE	4900 – 5150psia
INITIAL RESRVOIR TEMPERATURE	223 °F
CONDENSATE TO GAS RATIO	38 STB/MMSCF
INITIAL GAS FORMATION VOLUME	0.00385 V/V
GAS GRADIENT	0.109 PSI/ft

TABLE R9

MAIN RESERVOIR CHARACTERSITIC
KHUFF RESERVOIR (K3)

GROSS RESERVOIR THICKNESS	120 m
NET TO GROSS RATIO	50%
AVERAGE INITIAL WATER SATURATION	18%
AVERAGE INITIAL GAS SATURATION	82%
AVERAGE POROSITY	10%
GAS WATER CONTACT	2900 – 3200 mss
INITIAL RESRVOIR PRESSURE	5245 psia@2735 mss
DEW POINT PRESSURE	4900 – 5150
INITIAL RESRVOIR TEMPERATURE	223 °F@2735
CONDENSATE TO GAS RATIO	38 STB/MMSCF
INITIAL GAS FORMATION VOLUME	0.00377 V/V
GAS GRADIENT	0.109 PSI/ft

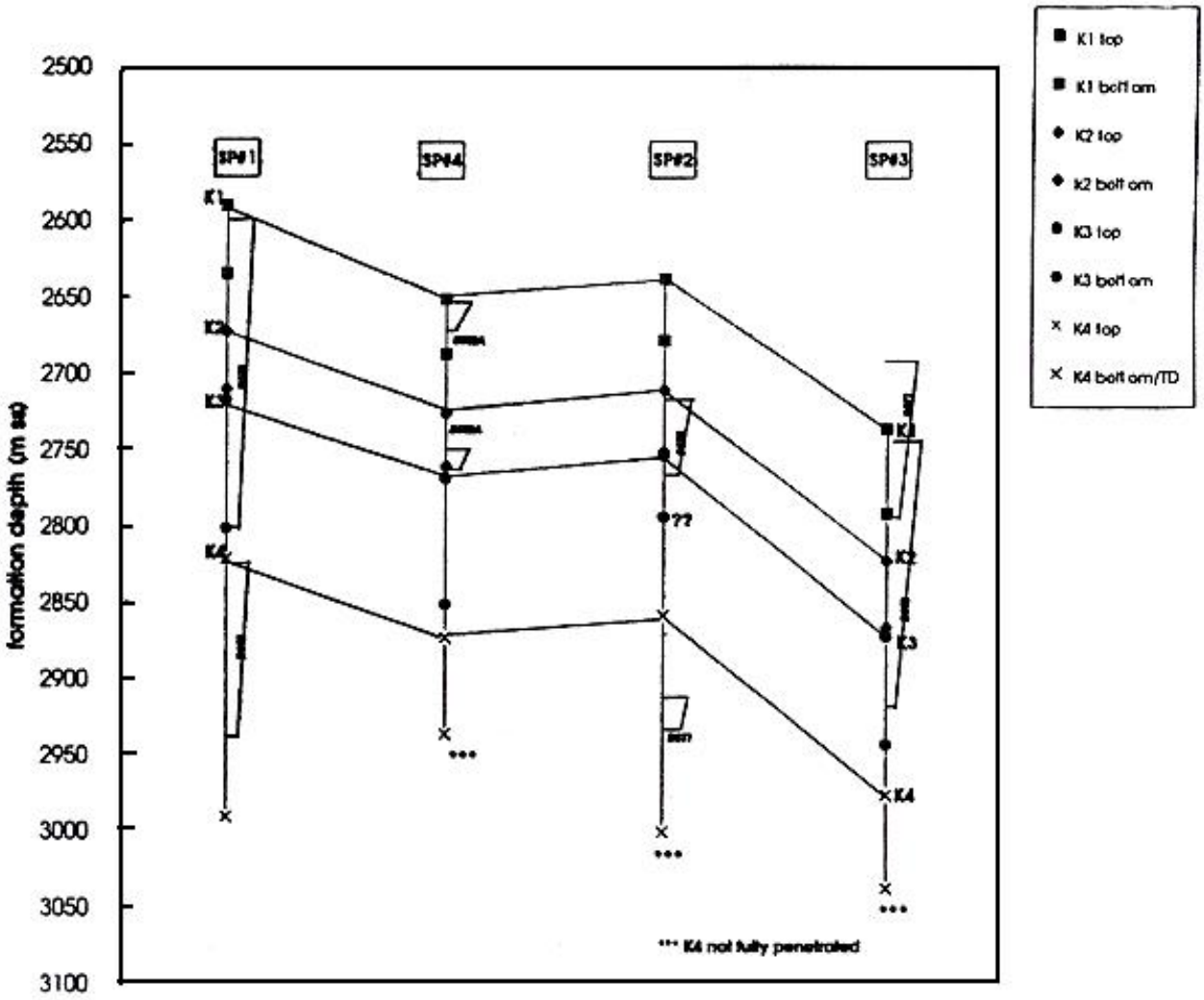
TABLE R10

MAIN RESERVOIR CHARACTERSITIC
KHUFF RESERVOIR (K4)

GROSS RESERVOIR THICKNESS	145 m
NET TO GROSS RATIO	90%
AVERAGE INITIAL WATER SATURATION	7%
AVERAGE INITIAL GAS SATURATION	93%
AVERAGE POROSITY	16%
GAS WATER CONTACT	2900 – 3200 mss
INITIAL RESRVOIR PRESSURE	5245 psia@2735 mss
DEW POINT PRESSURE	4900 – 5150psia
INITIAL RESRVOIR TEMPERATURE	223 °F@2735
CONDENSATE TO GAS RATIO	38 STB/MMSCF
INITIAL GAS FORMATION VOLUME	0.00377 V/V
GAS GRADIENT	0.109 PSI/ft

Figure R 1

South Pars K1 to K4 Markers, test intervals and results



Well test summary :

FIGURE R2

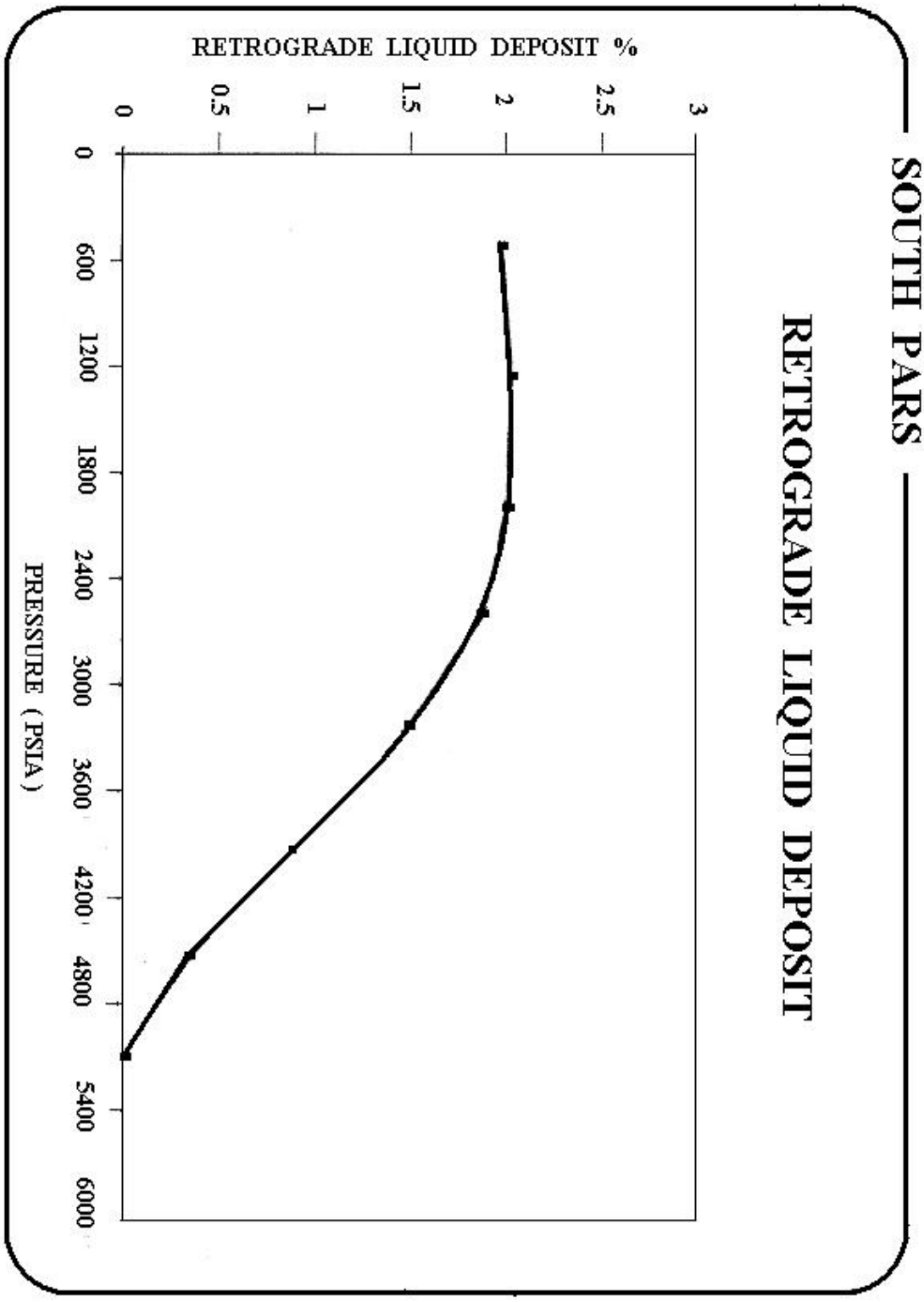
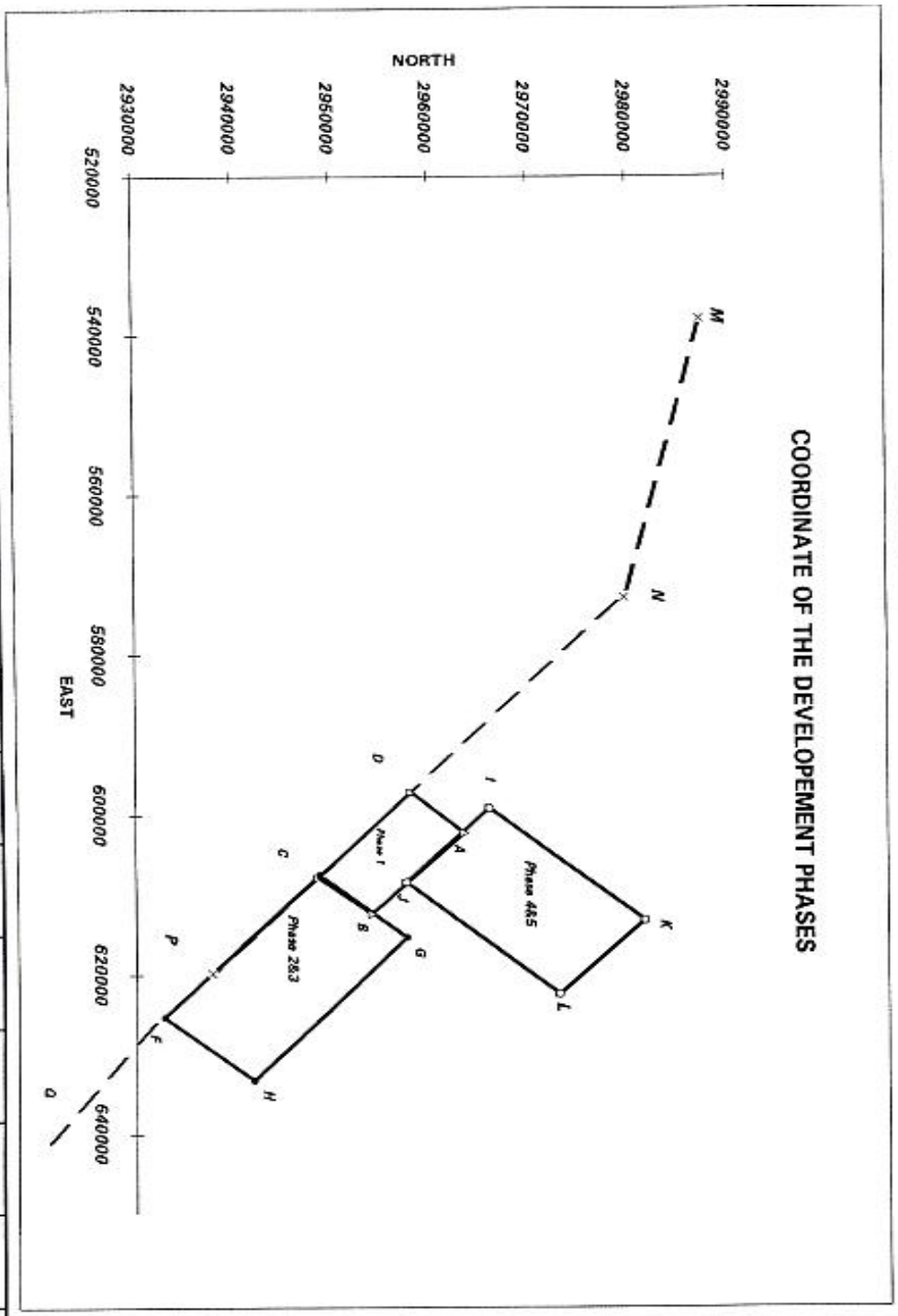

SOUTH PARS
RETROGRADE LIQUID DEPOSIT
RETROGRADE LIQUID DEPOSIT %
0
0.5
1
1.5
2
2.5
3
PRESSURE (PSIA)
0
600
1200
1800
2400
3000
3600
4200
4800
5400
6000

FIGURE R4



	M	N	P	A	B	C	D	E	F	H	G	I	J	L	K
E	538030	572938.3	619806.7	602300	612500	607900	597200	607600	625300	633300	615400	599200	608500	622500	613300
N	2987329	2979638	2937689	2963350	2953850	2948346	2957923	2948500	2932800	2941800	2957400	2965900	2957400	2972900	2981500