

'94 国际石油与石油  
化工科技研讨会论文

# 逆变凝结油气田增产研究

王墨江 王胜雄 陈永隆  
陈大麟 吴健一  
(合 著)

1994年9月 北京

# 逆变凝结油气田增产研究

## 摘要

A 气田为一断层背斜封闭,面积约  $3.8\text{km}^2$ ,生产层之深度约  $3100\sim 3400\text{m}$ ,属逆变凝结油气田,生产过程中气层会有凝结油凝聚,致此种气田之采收率通常偏低。根据以成份模拟程式 (Compositional Simulator) 模拟之结果,此气田其自然涸竭 (Natural Depletion) 之累积采收率天然气为  $60\%$ ,凝结油仅  $38\%$ 。根据文献报道,对凝结油气田之增产是采注气循环之方法。故本研究以某矿场所产低热值矿品气 (含  $43\%\text{CO}_2$ ) 为注入气,进行成份模拟研究,比较其六种不同注气循环方案之结果与经济效益。

研究结果显示,其最佳方案为利用现有之二口生产井为注气井,余六口井为生产井,一面注入矿品气一面生产,注气生产为期七年,停止注气后再降压生产九年,估计可将采收率提高为天然气  $76\%$ ,凝结油  $60\%$ ,及增加回收液化石油气、天然气油十余万公秉,另根据经济分析,投资额  $3.4$  亿元,投资报酬率为  $32\%$ ,净现值为  $15.5$  亿元 (在  $10\%$  折现率下) 颇具经济效益。

## 前言

A 气田为一逆变凝结油气田,凝结油比重约为  $50^\circ\text{API}$ ,生产过程中气层会有凝结油凝聚,致此种气田之采收率通常偏低。根据文献报道,对这种气田之增产是采注气循环之方法,面注气循环又与成份及相态息息相关,故必须采用成份模拟 (Compositional Model) 来进行模拟工作。本研究所采用之模拟软件为 MORE—EOS,以某矿场所产低热值矿品气 (含  $43\%\text{CO}_2$ ) 为注入气,进行成份模拟研究。

首先根据该气田油气层流体之 PVT 分析报告,求得可以代表该气层流体相态行为之状态方程式参数。再以此参数配合地层资料及油气田性质,输入成份模拟程式 (Compositional Simulator) 中,作生产历史调谐 (History Match)。用历史调谐后之模式,预测自然涸竭 (Natural Depletion) 生产方式之生产年限及采收率,再分别进行各种注气循环方案之模拟,并与自然涸竭之结果比较,最后再配合经济分析,选出具佳经济效益之方案。

## 模式之建立

### 1. 油气层描述

A 气田为一断层封闭之背斜构造,其顶部构

造如图 1,含油气面积约为  $3.8\text{km}^2$ ,最初边界水面约在海平面下  $3,420\text{m}$  附近。

A 气田生产层之总厚度由  $130\text{ft}$  ( $39.6\text{m}$ ) 至  $210\text{ft}$  ( $64\text{m}$ ) 不等,而其中净厚约在  $80\text{ft}$  ( $24.4\text{m}$ ) 到  $150\text{ft}$  ( $45.7\text{m}$ ) 之间,生产层之孔隙率约在  $6\sim 12\%$  之间,渗透率则介于  $0.7\sim 3.0\text{md}$ ,两者之分布趋势相似,都是于轴部处之值较高而向两翼逐渐降低。A 气田之相关油气层资料,列于表 1。

表 1 A 气田油气层特征

孔隙度 (%)	6~12
渗透率 (md)	0.7~3.0
最初含水饱和度 (%)	37
最初油气层压力 (psia)	4850
油气层温度 (F)	267

### 2. 油气层流体特性

A 气田曾采取 4 号井之油气样品做 PVT 油气相态分析,其分离器气体、液体及井内原流 (Well Stream) 之成份,列于表 2。井内原流之露点压力为  $4,842\text{Psia}$  ( $33.4\text{Mpa}$ ),在定容膨胀释放试验 (CVD) 时,气层内之凝结油在  $2,000\text{Psia}$  ( $13.8\text{Mpa}$ ) 时达到最大量,约佔碳氢化合物孔隙体积之  $10.5\%$ ,由这些资料显示,此油气田生产初期,即开始有凝结油凝结,目前油气层压力约为  $1800\text{psia}$ ,凝结油之体积约占全部碳氢化合物体积之  $10\%$ ,凝结出之凝结油在自然涸竭生产时无

法产出, 显然该气田值得进行注气循环。

### 3. 网格系统(Grid System)

本研究配合地下构造图, 将实际的油气层分割成  $26 \times 12 \times 1$  之网格系统, 即 X 方向有 26 个网格, Y 方向有 12 网格, 而 Z 方向(垂直方向)则仅 1 个网格, 其中各井之井位均假设位于各网格之中心点。

表 2 A-4 号井流体之成份(Mole%)

成份	分离器液体	分离器气体	井内原流
CO <sub>2</sub>	0.58	2.38	2.17
N <sub>2</sub>	0.02	0.38	0.34
C <sub>1</sub>	9.77	78.52	70.64
C <sub>2</sub>	6.85	11.27	10.76
C <sub>3</sub>	8.08	4.53	4.94
iC <sub>4</sub>	4.35	1.14	1.51
nC <sub>4</sub>	5.64	0.98	1.51
iC <sub>5</sub>	4.61	0.35	0.84
nC <sub>5</sub>	3.01	0.19	0.51
C <sub>6</sub>	6.84	0.13	0.90
C <sub>7</sub> <sup>+</sup>	50.25	0.13	5.88
	100.00	100.00	100.00

C <sub>7</sub> <sup>+</sup> 之特性		
°API 比重	43.1	
比重	0.8103	0.810
分子量	154	103 153

## 模式之确认

### 1. 状态方程式参数之调整

逆变凝结油气之模拟, 由于相态间之成分变化极大, 必须采用成份模式来模拟, 才能获致准确之结果, 而成份模式之主要精神, 即在于以状态方程式(Equation of State, 简称 EOS)来表示油气相态间之变化情形, 本研究即采用 Peng-Robinson EOS, 其方程式之形式如式(1)

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b) + b(V-b)} \quad (1)$$

式中 P=压力

R=气体常数

V=体积

T=温度

a=参数(为温度之函数)

b=参数

有了状态方程式之后, 仍需要配合实验室所得之 PVT 分析资料, 调整 EOS 中各参数之值, 使其能充分表现油气层流体之各项性质。这些参数包括 a、b、ω(偏心因数)及 K<sub>ij</sub>(二元作用系数)等值。

由于油气混合物之成份分析仅达正己烷(C<sub>6</sub>), 而庚烷(C<sub>7</sub>)以上成份则以 C<sub>7</sub><sup>+</sup> 一项来表示, 仅提供 C<sub>7</sub><sup>+</sup> 之比重及分子量(详见表 2)。如果重成份之含量多, 则一项 C<sub>7</sub><sup>+</sup> 并不能表达油气层流体之特征, 此时即必须将其分割(Splitting)为数项成分。另为了节省电脑执行时间及记忆体之容量, 在不影响代表性的限度内, 也可将某些油气成份合并(Grouping)为一项, 以上两种方法所产生的成份, 总称为假成份(Pseudo component)。

本研究将 A 气田之井内原流成份, C<sub>6</sub> 以下部份合并为 CO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>C<sub>1</sub>(N<sub>2</sub> 及 C<sub>1</sub>) 及 C<sub>2</sub>C<sub>6</sub>(C<sub>2</sub> 至 C<sub>6</sub>) 三个假成份; 而 C<sub>7</sub><sup>+</sup> 则分割为 H<sub>1</sub>、H<sub>2</sub> 两个假成份之分子量及莫耳分率列于表 3。将 CO<sub>2</sub> 单独当成一项成份, 主要是因低热值矿品气(注入气)内之 CO<sub>2</sub> 含量为 42.97%(见表 4), 远较油气层流体内之 2.17% 为高, 可做为模拟过程中, 注入气锋面位置及贯穿(Breakthrough)时之判断依据。

表 3 假成份之分子量及莫耳百分比

假成份	莫耳百分比(Mole%)	分子量
CO <sub>2</sub>	2.17	44.01
N <sub>2</sub> C <sub>1</sub>	70.98	16.10
C <sub>2</sub> C <sub>6</sub>	20.97	42.53
H <sub>1</sub>	4.788	129.24
H <sub>2</sub>	1.092	257.23

表 4 注入气之成份

成份	莫耳百分比(Mole%)	假成份	莫耳百分比(Mole%)
CO <sub>2</sub>	42.97	CO <sub>2</sub>	42.97
N <sub>2</sub>	1.23	N <sub>2</sub> C <sub>1</sub>	54.31
C <sub>1</sub>	53.08		

续表 4

成份	莫耳百分比 (Mole%)	假成份	莫耳百分比 (Mole%)
C <sub>1</sub>	1.75		
C <sub>2</sub>	0.39		
iC <sub>3</sub>	0.1		
nC <sub>4</sub>	0.09	C <sub>2</sub> C <sub>6</sub>	2.72
iC <sub>5</sub>	0.06		
nC <sub>5</sub>	0.04		
C <sub>6</sub>	0.29		

图 2、图 3 及图 4, 分别是经过调整之 EOS 参数在代入 EOS 后之计算值, 与 PVT 试验值互相比较的结果, 可发现两者间极为的吻合。这些能够代表 A 气层流体特性的 EOS 参数及二元作用系数值, 分别列于表 5 及表 6, 本研究即以这些参数作为输入资料, 放入 MORE-EOS 软件中, 以进行模拟之工作。

表 5 各假成份之 EOS 参数

成份	T <sub>c</sub> (°R)	P <sub>c</sub> (P <sub>psia</sub> )	$\omega$	Z <sub>c</sub>	比重	$\Omega_a$	$\Omega_b$
CO <sub>2</sub>	547.80	1070.000	0.22500	0.27490	0.8210	0.45720	0.0788
N <sub>2</sub> C <sub>1</sub>	343.66	672.24	0.00820	0.28780	3.000	0.43640	0.0767
C <sub>2</sub> C <sub>6</sub>	643.34	639.35	0.14280	0.27730	4.540	0.45720	0.0778
H <sub>1</sub>	1129.21	418.05	0.36990	0.28040	6.500	0.45450	0.0864
H <sub>2</sub>	1420.40	225.27	0.65270	0.23810	7.800	0.45450	0.0864

表 6 各假成份间之二元作用系数

	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub> C <sub>6</sub>	H <sub>1</sub>	H <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub>	0	0.1500	0.1500	0.1500	0.1500
N <sub>2</sub> C <sub>1</sub>	0.1500	0	0.0200	0.0424	0.2843
C <sub>2</sub> C <sub>6</sub>	0.1500	0.0200	0		
H <sub>1</sub>	0.1500	0.0424	0		
H <sub>2</sub>	0.1500	0.2843	0		

## 2. 历史调谐

历史调谐是将输入电脑之油气层资料, 依实际油气层之情况, 作适当而合理的调整后, 使模拟结果与实际油气层之表现相同。一般供历史调谐的对象有生产压力史、日产量、生产并出水时间及生产并气水比等。

本研究配合前述调整之 EOS 各项参数, 在合理的范围内, 适当调整气水界面位置、地层特性(孔隙率、渗透率及生产层厚度)及相对渗透率等资料后, 使经由数值模式所计算出之各井生产压力史, 与各井之实际生产压力史能得到良好之吻合。

图 5 至图 10 分别是 4 号、6 号、7 号、12 号、15 号及 16 号等口生产井之压力历史调谐结果。本研究系将实际气产率输入, 以进行生产历史调谐。从各生产之历史调谐结果可看出, 经调整参数后之状态方程式, 所计量之油产率及各井之实测压力值与本模拟研究计算出之结果相当吻合, 由各井压力调谐结果中可看出其最大偏差值仅 94 psi (0.648 Mpa), 而最大误差百分比也只有 4.05%。

此外, 由累计油采收量之图(图 11)中, 也可发现油产率之计算值与实际值亦具有极高程度的吻合。这些结果均证实了本研究所建立之模式合理, 并提高了未来油气层动态预测之可信度。

## 生产动态预测

### 1. 自然酒塌

A 气田生产至今, 其凝结油采收率为 35%; 天然气采收率约 53%。目前之生产井尚有 6 号、7 号、12 号、13 号、15 号、16 号及 17 号等七口。若以现有之状况采自然酒塌方式生产, 并考虑目前生产井之油气比为 24, 000SCF/STB (4, 275m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), 须维持一定之产量才能避免油管内凝结油累积(Load UP)。因此假设最小产率为每口 12, 000 SCM/d, 则 A 气田预计在两年后将停产, 届时凝结油采收率为 38%, 天然气采收率约为 60%。

### 2. 注气循环

由于 A 气田采自然酒塌方式生产, 其累计油气采收率并不高(油 38%, 气 60%), 故考虑以矿品气注气循环方式增产, 注入气系由附近另一气田所产富含 CO<sub>2</sub> 之矿品气, 其成份已列于表 4。以下讨论注气循环之各项考虑因素及方案。

#### (1) 注气井之选择

由构造图显示 15 号及 16 号井恰位于斜斜之轴线上, 生产层较厚且渗透率较佳, 注气能力指数(Injectivity Index)因此也较大。同时也能与其他生产井形成两个近乎五点式(Five-Spot Pattern)

冲排之井位排列。因此各方案均选择 15 号及 16 号为注气井,以注气循环方式将高 CO<sub>2</sub> 矿品气注入,除将气层内之湿气排出,亦将凝结油再挥发而产生,以达增产凝结油之目的。

### (2)限制

为因应实际状况,各增产方案尚有下列四项限制:

①气层静压达 3350 psig 时即停止注气。因压缩机假设其最大出口压力 3000 psig 来设计,当在井口注入压力为 3000 psig 时,最大之气层静压约为 3350 psig,二口注气井之注气率合计为 35 万 m<sup>3</sup>/d。

②当生产井之生产气油比达 45,000 SCF/STB 时,即将该生产井关闭。此举目的在于善加利用注入气,俾能达到最大凝结油回收之利。

③生产井产率低于 12,000SCM/d 时,即关闭此生产井。此举即在于避免产率过小时,油管内会产生凝结油聚积之现象。

④各生产井最低井底流压订为 1000 psig。因注气循环时,油气层内大部份的凝结油都能被再挥发,使得后来生产之油气其气油比已大幅增高。此时井口附近气层内凝结油之饱和度也大幅减少,故各生产井之最低井底流压订为 1000 psi。

在上述限制条件下,进行六种不同方案之模拟研究来选择最佳方案。

### (3)最佳方案

最佳注气循环为以 15 号及 16 号井为注气井,总注气率为每天 35 万 m<sup>3</sup>。另以 6 号、7 号、12 号、13 号、17 号及 4 号为生产井,总产率为每天 17 万 m<sup>3</sup>。采用同时注气及生产。当地层压力达 3,348 psig 时停止注气,注气期间达 7.1 年。故以降压生产,以总产率每天 58.6 万 m<sup>3</sup> 生产,压力降至 1000 psig 时止,降压生产期间共生产 8.9 年。届时其最终凝结油采收率为 59.7%;天然气采收率为 75.8%。图 12 显示 A 气田由注气循环开始至降压生产结束时 CO<sub>2</sub> 含量之变化。图 13 显示 A 气田由注气循环开始至降压生产结束时地层平均压力之变化。图 14 显示 A 气田由注气循环开始至降压生产结束时累计注气量之变化。图 15 显示 A 气田由注气循环开始至降压生产结束时总产气率之变化。

表 7 为最佳注气增产方案与自然涸竭结果比较,总注气量为 9 亿 m<sup>3</sup>,凝结油可多采收 21.7%,天然气可多采收 16.2%。另外经由注气循环所产

出之天然气中,尚富含中间成份,经天然汽油厂处理后尚可回收液化石油气(C<sub>3</sub>、C<sub>4</sub>)及天然汽油(C<sub>5</sub><sup>+</sup>)等产值较高之产品。故此最佳注气增产方案可增产 21.7%凝结油,16.2%天然气,另外液化石油气 5.7 万吨及天然汽油 5.2 万公秉。

表 7 最佳注气增产方案与自然涸竭结果之比较

生产方案	注气年限(年)	降压生产年限(年)	总注入量(亿 m <sup>3</sup> )	凝结油采收率(%)	天然气采收率(%)
自然涸竭	0	2	0	38.0	59.6
注气循环	7.1	8.9	9.0	59.7	75.8

## 经济分析

### 1. 投资成本之估算

①压缩机之成本:以购买及安装成本再加上每日所需燃料之总价估计;

②钻井费用;

③修井费用;

④管线费用;

⑤遥控监测系统;

⑥计量、分离及过滤设备;

⑦厂房及起重设备;

⑧其他。

以上 2 项至 8 项之总费用为 27500 万元。

### 2. 注入气成本之估算

注入气成本系以某矿场矿品气之平均生产成本计(不含折旧及油气涸竭),并假设每年以 3% 上涨。

### 3. 天然气及原油之生产成本及炼制费用

天然气及原油之生产成本及处理费用,系以某矿场之平均生产成本及处理费用计算。并假设每年以 3% 上涨。

### 4. 压缩机之操作费用及维护费用

压缩机需要操作人员,估计每年约需薪水 400 万元,而压缩机之每年维护费假设为压缩机成本之 3%,此项费用亦假设每年以 3% 上涨。

### 5. 天然气及原油售价

由 A 气田生产之天然气经天然汽油厂处理后,可将销售气、液化石油气及天然汽油三种产品

分别计算。另外凝结油经蒸馏工厂提炼后将可获得石油脑、燃料油及柴油等成品分别计算。

#### 6. 经济分析结果

根据以上各项条件,进行经济分析计算,总注气量为  $9 \text{ m}^3$ ,总投资额为 3.42 亿元新台币,其投资报酬率达 31.97%,而净现值在 10%折现率之下为 15.5 亿元新台币,故此注气循环增产方案甚具经济价值。

## 结 论

本研究可获致下列五点结论:

①在模拟过程中因历史调谐之结果良好,显示本研究所选用之状态方程式参数正确。

②A 气田若仅以自然涌出方式生产,其凝结油采收率为 38%;而天然气采收率为 59.6%。

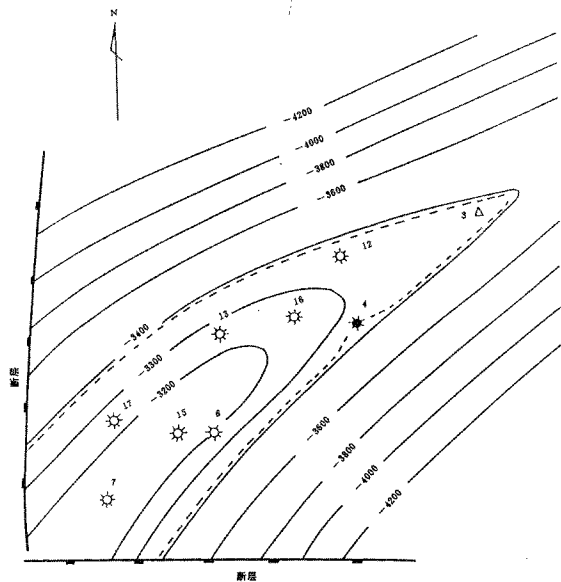
③由 A 气田最佳注气循环增产方案,可多采收凝结油 21.7%,天然气 16.2%,另外可获得液化石油气 5.7 万吨及天然汽油 5.2 万公秉。

④但根据经济分析结果显示,总投资金额为新台币 3.42 亿元,其投资报酬率达 32%,而净现值在 10%折现率之下为新台币 15.5 亿元。







⑤A 气田注气循环,除可增产凝结油外,将来亦可兼收天然气地下储存,调节天然气供需之效。

#### 参 考 文 献

- 1 Numerical Modeling Study of Enhanced Recovery by Gas injection in "A" Field, Taiwan, R. O. C. Intercomp Resource Development and engineering, Inc, Nov. 1982.
- 2 Flores J. Compositional Simulation to Develop An Optimum Gas Cycling Scheme at the Kaybob Beaverhill-Lake C Pool, Alberta. The Journal of Canadian Petroleum Technology, Jan-March, 1979, 96-103.
- 3 Modular Oil Reservoir evaluation. Reservoir Simulation Research Corporation
- 4 苗栗县 A 气田第十七号井下地下地质报告. 台湾油矿探勘总处生产处编, 1987. 11
- 5 Reservoir Fluid Study, 4 Well, A field, Taiwan, R. O. C. Core Laboratories, Inc. RFL 72619, March 23, 1973.
- 6 Peng D. Y. and Robinson D. B. A New Two-constant Equation of State. Ind. Eng. Chem. Fundam, 1967, 15, 59
- 7 陈大麟, 陈水隆和吴健一. 油气层流体相态行为之模拟—A, B, C 气田. 中国石油股份有限公司探采研究所研究报告. 1992. 6



图例

- |  |     |   |         |
|--|-----|---|---------|
|   | 气井  |  | 气-水界面   |
|   | 出水井 |  | 正断层     |
|  | 建议井 |  | 拦水堵隔的井场 |

注:深度单位为 m

图 1 A 气田生产层顶部构造图

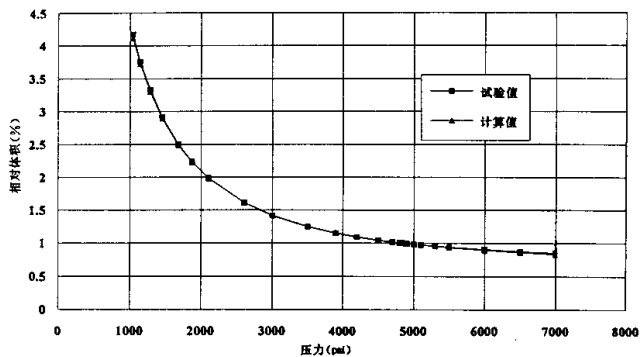


图2 相对体积试验值与计算值之比较

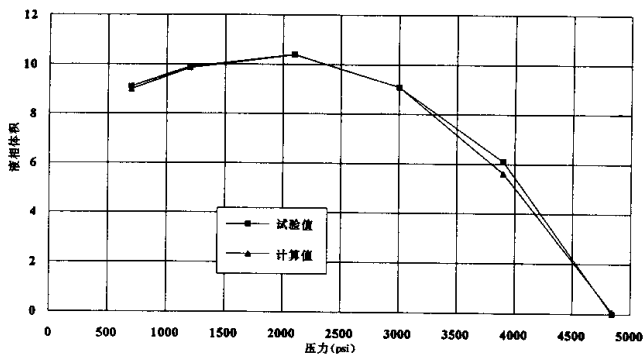


图3 液相体积试验值与计算值之比较



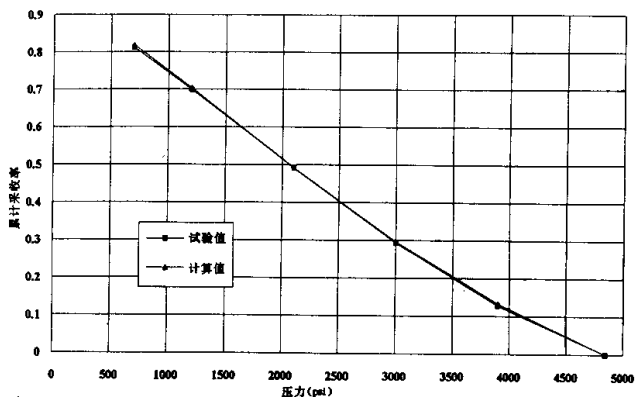


图4 累积采收率试验值与计算值之比较

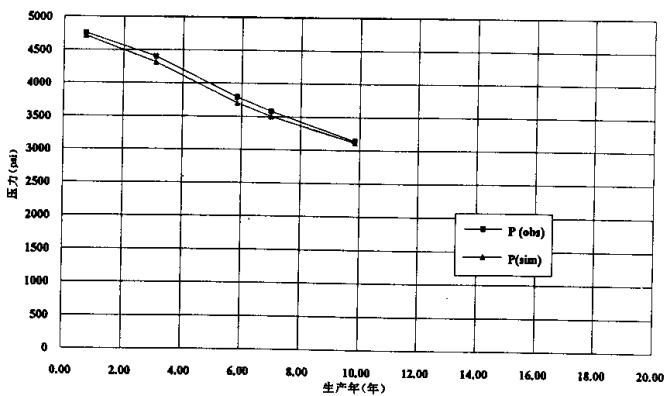


图5 4号井压力调整图

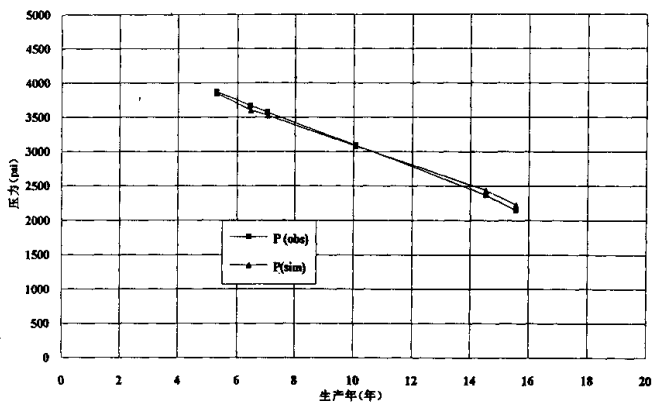


图 6 6号井压力调谐图

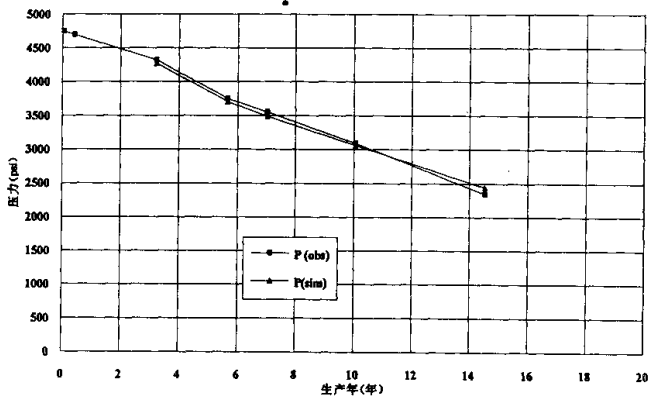


图 7 7号井压力调谐图

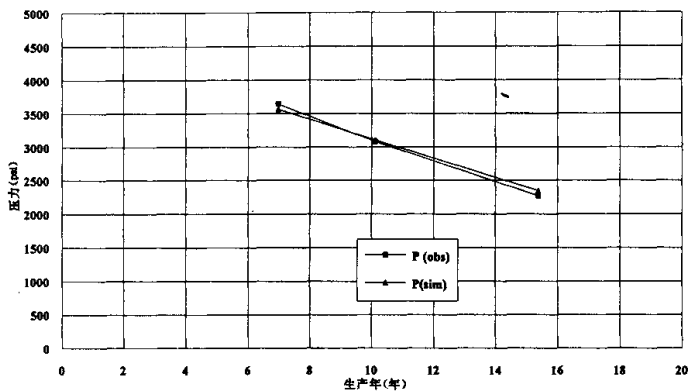


图8 12号井压力调谐图

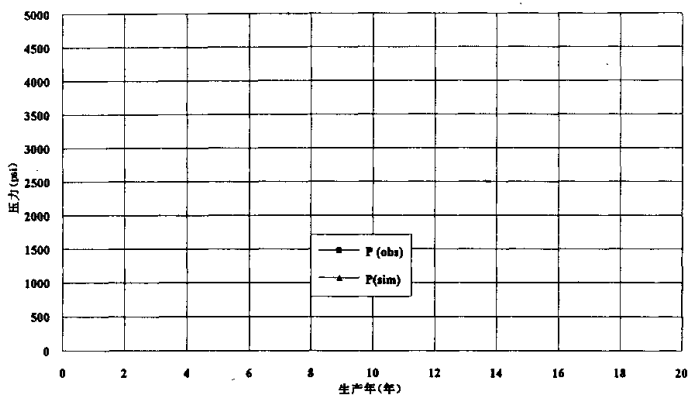


图9 15号井压力调谐图

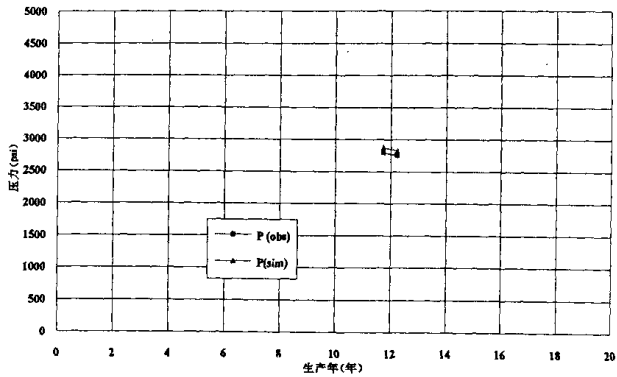


图 10 16号井压力调整图

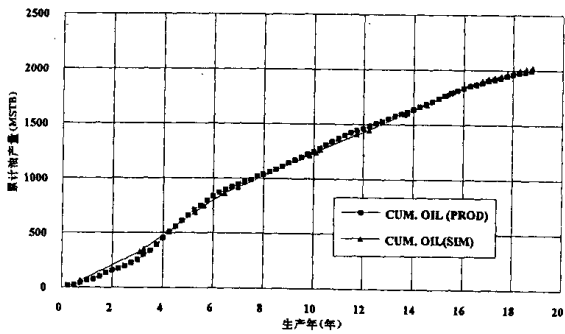


图 11 累计油产量调整图

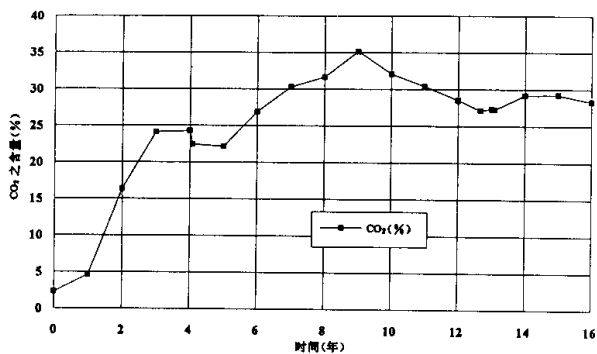


图 12 CO<sub>2</sub> 含量之变化图

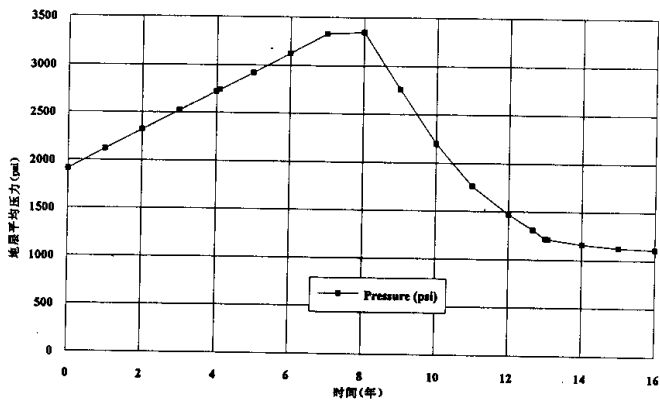


图 13 地层平均压力之变化图

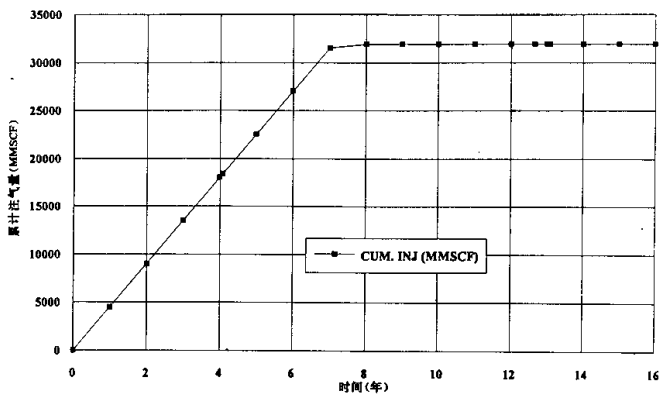


图 14 累计注气量之变化图

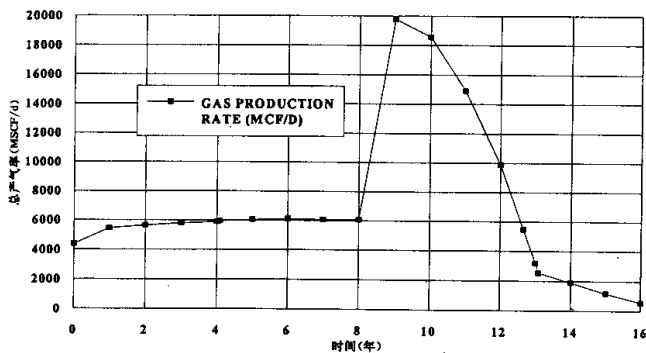


图 15 总产气量之变化图

石油物探局制图印刷厂  
照排印刷