

大庆油田徐深气田 开发技术及应用论文集

郭洪岩 王清玉 主编



石油工业出版社

大庆油田徐深气田 开发技术及应用论文集

郭洪岩 王清玉 主编

石油工业出版社

内 容 提 要

本论文集是精选大庆油田有限责任公司采气分公司广大科研人员优秀科技论文编辑而成。
全书分为三个部分,即气藏工程、采气工程、地面工程。

本书可供从事气田开发的管理人员、科研人员、工程技术人员阅读。

•

图书在版编目 (CIP) 数据

大庆油田徐深气田开发技术及应用论文集/郭洪岩,王清玉主编.

北京:石油工业出版社,2007.5

ISBN 978-7-5021-6017-3

I. 大…

II. ①郭…②王…

III. 气田开发-文集

IV. TE37-53

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2007) 第 041223 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里 2 区 1 号 100011)

网 址: [www. petropub. com. cn](http://www.petropub.com.cn)

发行部: (010) 64210392

经 销: 全国新华书店

印 刷: 石油工业出版社印刷厂

2007 年 5 月第 1 版 2007 年 5 月第 1 次印刷

787×1092 毫米 开本: 1/16 印张: 16.5

字数: 418 千字 印数: 1—600 册

定价: 50.00 元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

《大庆油田徐深气田开发技术及应用论文集》

编 委 会

主 编：郭洪岩 王清玉

副主编：赵忠诚 孙雅林 史惠芬 曾龙伟

苏 涛 鞠志忠 杨知盛

编 委：马占林 孙云峰 储可利 曹 逊

张 军 柳春学 席 瑞 郭宏伟

王有超 宁中华

前 言

我国是世界上开发和利用天然气历史最悠久的国家之一，已形成了一整套适合我国天然气工业发展特点的技术和理论。天然气在国民经济和社会生活中的地位和影响越来越大，因此，快速、高效、科学地开发我国天然气资源势在必行。大庆油田把天然气开发工作列为“十一五”重点工作之一，对制约气田发展的技术难题，集中力量、刻苦攻关，要重点突破火山岩气藏开发世界级难题，形成配套的气田开发技术体系。由此诞生了大庆油田有限责任公司采气分公司，它肩负起改善大庆油田能源结构，实现“以气补油”战略的时代责任和历史使命。

采气分公司成立一年多来，广大科技工作者根据大庆气田地质特征和开采特点，在实践中不断探索和总结，形成了对大庆气田开发具有重要意义的一些新认识和新观点，相信这必将对大庆天然气开发起到重要的指导作用。

编 者

2006 年 12 月

目 录

第一部分 气 藏 工 程

低渗透气藏动态储量计算方法	王小祥 (3)
兴城气田试采特征浅析	杨亚英 柳春学 郑孝春 (9)
拟压力法确定二氧化碳井的产能	李召兵 王兴权 刘明远 (16)
徐深气田深层开发井钻井技术研究	玄秀浩 姜成凯 周广震 李彦明 霍 宪 (22)
升平区块火山岩气藏合理开发井距的确定	梁国峰 (32)
含气砂体预测方法探讨	姚榛榛 (38)
汪深 1 井试采评价	李海燕 柳春学 汪长浩 武运华 (42)
气田动态监测与分析技术研究	汪长浩 柳春学 张 军 杨丽波 (50)
徐深 1 井合理产能的确定	陈海滨 孙 玲 于 晶 (62)
升 81 井合理工作制度的制定	谢宗林 柳春学 张志强 (68)
对二氧化碳气井多组分相态的认识	陈福成 王有超 马金龙 张万学 (77)
庆深气田钻井防共振钻具研究	周广震 (81)
升平区块火山岩气藏合理采气速度确定	刘淑云 (87)
升平气田火成岩储层参数定量解释方法探讨	杨 琴 (98)
对汪 32-19 井措施挖潜效果分析	郑春兰 张 兵 杨丽波 (106)

第二部 采 气 工 程

气井产水量预测方法研究	李荣峰 (113)
深层气井压裂技术应用及效果分析	张伟东 (120)
气井积液分析及治理措施	韩喜龙 崔忠华 杨亚英 (129)
压裂对储层伤害的因素分析及处理措施	张志强 杨丽波 徐孟达 (136)
芳深 9 区块二氧化碳气井井筒积液分析	张 祺 郭宏伟 谭师伟 陈仲发 (140)

第三部分 地 面 工 程

庆深气田地面防腐工艺技术探讨	晁萌 (147)
差压变送器在应用中的故障诊断与分析	汪长浩 柳春学 张 宇 宋 巍 (154)
CO ₂ 气井井筒点滴加甲醇装置应用的几点认识	姜福成 王立辉 王利凤 (160)
气田污水治理技术探讨	徐国富 (167)
升一集气站集输工艺适应性分析	罗福建 韩喜龙 于 晶 武运华 (174)

集气站工艺下沉分析及防治措施研究	周振华	翟庆	李东刚	(182)
冬期施工技术措施与施工组织的研究分析	李东刚	周广海	翟庆	(188)
带压堵漏技术在气田的应用			徐建军	(194)
天然气脱水工艺浅析	张微微	张宇	徐宝铭	(203)
气田地面安全保护技术的探讨			傅广海	(214)
天然气计量仪表原理及应用情况浅析			韦春梅	(218)
砼外观质量问题的处理方法	刘伟	翟庆		(225)
浅析气田地面建站模式和集气工艺技术	徐孟达	杨丽波	崔忠华	(229)
醇胺法 CO ₂ 脱除技术认识	崔忠华	杨丽波	徐孟达	(237)
天然气脱碳工艺技术探讨	王有超	董国峰	叶春	姜福成 (242)
气井生产数据无线远传系统研究与应用	周绍国	刘兆勇	国成城	侯艳艳 (250)

第一部分

气 藏 工 程

低渗透气藏动态储量计算方法

王小祥

摘要 储量是气藏开发的基础,掌握气藏储量动态,分析研究储量的大小和动用情况,是分析气藏开发效果,准确进行开发动态预测的先决条件。压降法、弹性二相法是现场计算动态储量的主要方法,但低渗透气藏的低孔、低渗性影响了计算结果。本文以采气分公司所属气藏气井为例,分析了这两种方法的适用条件,并给出正确的气藏动态储量的计算方法。

采气分公司管辖中浅层汪家屯、宋站、羊草三个气田及徐深气田的升平、兴城、昌德、汪家屯、卫深 5、肇州西六个区块,到 2005 年底共提交天然气探明地质储量 $\text{---} 10^8 \text{m}^3$, 含气面积 $\text{---} \text{km}^2$ 。浅层气藏埋藏深度为 700~2200m 左右,有效渗透率为 $(0.02 \sim 6.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度为 10%~20%, 属低孔、低渗储层; 深层气藏储层埋藏深度大于 2500m, 渗透率为 $(0.01 \sim 46.8) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙度为 0.6%~20.7%, 也属低孔、低渗储层。气井储量的大小影响气井的稳产期长短, 气井稳产期长短和产能大小又直接影响气田开发的经济效益。只有确定了气井井控储量的大小, 才能指导气井的措施实施工作。压降法、弹性二相法是计算气井动态储量的主要方法, 但低渗透气藏的低孔、低渗性会影响储量计算的结果。本文分析了这两种方法在该区域气藏的适用条件, 并给出正确的储量计算方法。

一、储量计算方法的适用性探讨

为落实气井井控动态储量, 先后采用压降法、弹性二相法对气井动态储量进行了计算, 并对计算结果进行了比较分析, 得出两种计算方法的适用界限。

1. 弹性二相法计算动态储量的适用性分析

原理: 在弹性气藏中, 当气井以恒定产量生产后, 气井井底压力的平方和时间的关系曲线表现为三个阶段。当气体在地层中的渗流达到视稳定状态时, 气藏中任意一点的压力平方值下降速度一致, 压力的平方和时间成直线关系 (见图 1):

$$p_{wf}^2 = \alpha_g - \beta_g t \quad (1)$$

利用此关系可计算储量, 储量计算公式为:

$$G = V_0 \frac{p_0 T_b}{Z_0 T_i p_b} \quad (2)$$

$$V_0 = \frac{2Qp_i}{dp^2/dt}$$

式中 α_g, β_g ——弹性二相法曲线截距、斜率;

p_{wf} ——井底流压, MPa;

t ——时间, d;

G ——动态储量, 10^4 m^3 ;
 V_0 ——气藏原始体积, 10^4 m^3 ;
 p_0 ——原始地层压力, MPa;
 T_b ——标准状态温度, K;
 Z_0 ——气体压缩系数;
 p_b ——标准状态压力, MPa;
 T_f ——气藏温度, K;
 Q ——气井产量, $10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;
 p_t ——与 t 对应的平均地层压力, MPa;
 dp^2/dt ——直线段的斜率, MPa^2/d 。

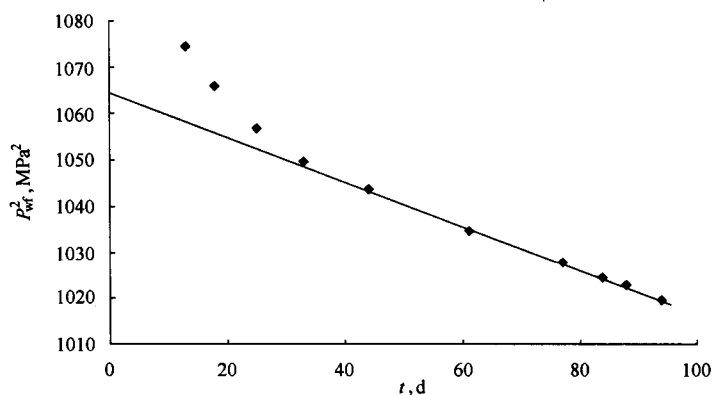


图1 徐深6井 p_{wf}^2 与 t 关系曲线 (拟稳态)

如果气井工作制度不合理, 产量过大使天然气流速过快, 造成气藏供气能力不足, 会导致压降曲线呈“假拟稳态”, 表现为 p_{wf}^2 与 t 关系曲线过早出现直线段, 且其斜率较正常生产时增大 (见图2)。如果采用此直线段斜率计算气井动态储量, 其结果必然偏小。

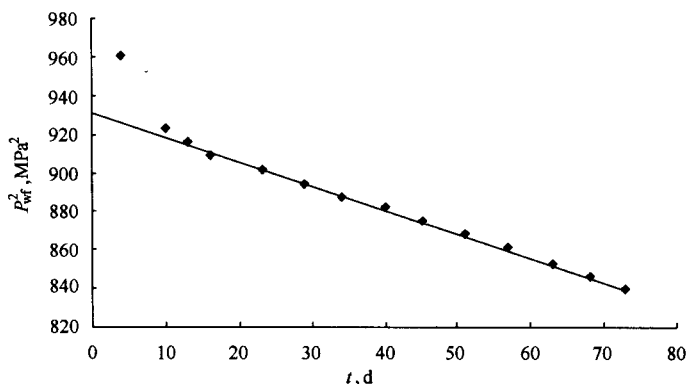


图2 徐深6井 p_{wf}^2 与 t 关系曲线 (假拟稳态)

例如, 徐深6井原始地层压力为 38.99 MPa , 无阻流量为 $82.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该井以无阻流量的 27.1% ($22.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 生产了16天即出现了“假拟稳态” (见图2), 平均流压下降速率达 0.041 MPa/d , 水气比为 $0.20 \text{ m}^3/10^4 \text{ m}^3$, 稳产能力较差。该井以无阻流量的 18.5% ($15.3 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$) 生产, 44天后出现真实的拟稳态 (见图1), 平均流压下降速率

为 0.0076MPa/d , 水气比为 $0.16\text{m}^3/10^4\text{m}^3$, 生产压差稳定在 3MPa 左右。

该井“假拟稳态”直线段的方程为:

$$p_{\text{wf}}^2 = 930.11 - 1.2265t$$

真实拟稳态直线段的方程为:

$$p_{\text{wf}}^2 = 1064.7 - 0.4794t$$

根据储量计算公式, 用“假拟稳态”直线段的斜率 (1.2265) 计算该井动态储量为 $2.89 \times 10^8\text{m}^3$, 与产量不稳定模型计算的储量 ($5.845 \times 10^8\text{m}^3$) 及压降法计算的储量 ($6.062 \times 10^8\text{m}^3$) 相差较大; 用真实拟稳态直线段的斜率 (0.4794) 计算该井动态储量为 $5.50 \times 10^8\text{m}^3$, 与产量不稳定模型计算的储量相差不大。

显然, 如果气井工作制度不合理, 就不宜采用弹性二相法计算动态储量。应用弹性二相法计算低渗透气藏动态储量的前提是: 气井以合理或较合理的工作制度生产, 使产量与气藏供气能力相匹配, 得到真正拟稳态的压力动态曲线。

2. 压降法计算动态储量的适用性分析

压降法: 该方法适用于封闭性的气驱气藏, 是气田开发阶段核实储量的主要方法。

原理: 压降法是将气藏物质平衡方程, 在不考虑气藏压实、衰竭过程中烃孔隙变化时, 简化为 p/Z 和 G_p 的线性关系方程, 其计算公式是:

$$R_0 = \frac{p_i T_b}{Z_i T_i p_b} \Omega_0 + \sum Q_i \quad (3)$$

$$\beta_0 = \frac{\sum Q_2 - \sum Q_1}{p_{i1}/Z_{i1} - p_{i2}/Z_{i2}} = \frac{T_b}{T_i p_b} \Omega_0 \quad (4)$$

式中 R_0 ——岩石储量, m^3 (基准状态);

β_0 ——直线斜率;

p_i ——气藏生产至 t 时的地层压力, kg/cm^2 ;

Z_i ——相应于 p_i 和 T_i 的压缩系数;

$\sum Q_i$ ——气藏生产至 t 时的累计采气量, m^3 ;

Ω_0 ——气藏的原始有效储气体积, m^3 。

根据实测压力点, 将 p/Z 对 G_p 作图, 选择有代表性的点连成压降储量线, 并向右延伸, 与横轴相交, 求得 G_p 轴上的截距便是井控动态储量值。

低渗透气井生产一定时间后关井, 关井初期压力恢复较快, 此后压力恢复越来越缓慢, 需要相当长时间 (大量开发实践证明, 一般需要半年以上) 才能恢复至稳定。为了不过多地影响正常生产, 通常关井时间有限 (大庆长垣东部气田一般为 4~5 月), 测试的恢复压力因未稳定而偏低。低渗透气藏的天然气渗流遵循“先好后差”的自然规律, 开发初期主要沿裂缝和相对高渗透带向生产井流动, 此阶段测试得到的产气量和地层压力主要反映裂缝和相对高渗透带的天然气渗流特征; 随着开发时间的延长, 动态资料才逐渐反映低渗透带、更低渗透带的渗流特征。这导致压降—储量曲线呈“多段型”, 每段对应不同物性气层参与渗流的开发阶段 (见图 3)。

例如低渗透的汪家屯气田升 58 井区, 根据积累的大量开动态资料绘制的压降—储量

曲线呈“多段型”(见图 3), 分段回归得到的直线方程为:

直线 1: $p/Z = 22.869 - 0.0026G_p$

直线 2: $p/Z = 22.777 - 0.0018G_p$

直线 3: $p/Z = 21.869 - 0.00125G_p$

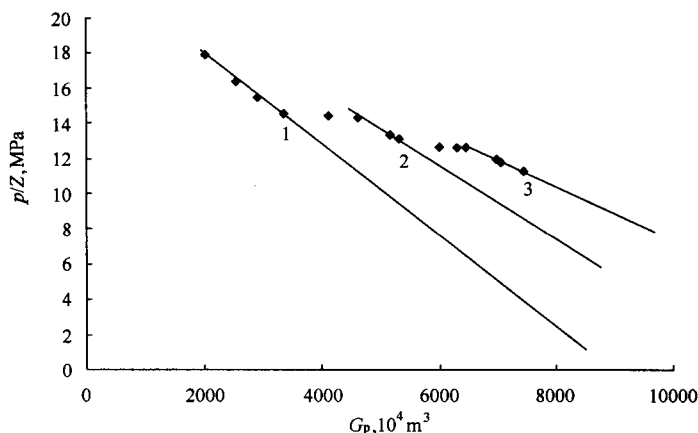


图 3 升 58 井压降—储量曲线

从图看出, 由直线 1 到直线 3, 截距逐渐增大。由曲线 1 计算, 得出 G_p 为 $0.88 \times 10^8 \text{ m}^3$; 由曲线 2 计算, 得出 G_p 为 $1.26 \times 10^8 \text{ m}^3$; 由曲线 3 计算, 得出 G_p 为 $1.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。显然, 由曲线 3 计算得出的才是该井的动态储量。

再如徐深 1-1 井, 为一开发不久的低渗透气藏, 采用压降法计算储量为 $1.133 \times 10^8 \text{ m}^3$, 测压结束后, 油压一直在恢复, 说明目前地层压力取值偏低, 所以计算出的压降储量有些偏小。采用外推压力重新进行压降储量的计算, 算得储量为 $1.711 \times 10^8 \text{ m}^3$, 这个结果应是该井的动态储量。

根据上述分析认为, 应用压降法计算低渗透气藏动态储量时, 不能笼统地将所有数据点回归为一条压降—储量直线, 这可能导致认识上的偏差和计算结果的失真。应用压降法计算低渗透气藏动态储量时, 对处于开发早期的气藏, 测试压力与真实地层压力存在一定误差, 故测试压力不宜参与压降储量的计算, 可采用外推压力进行储量计算, 确定气藏的动态储量; 对于处于开发后期的气藏, 如果气井不同开发阶段关井恢复时间接近, 应对不同阶段的数据分段回归, 根据不同时期的压降—储量直线分阶段 (即不同物性气层参与渗流阶段) 落实动态储量, 以开发的最后一条压降—储量直线来确定气藏所控制的动态储量。

采气分公司所开发的气田主要为定容弹性气驱气藏, 计算气井动态储量, 用压降法相对较好, 主要原因是该方法资料条件要求不像弹性二相法那么高, 计算结果与用其他方法计算的结果也较接近。

二、低渗透气藏动态储量的计算

利用压降法测算了 37 口井动态储量 (见表 1), 有 14 口井比原核实现数据明显增加, 分析原因认为本次储量计算采用了分段计算储量与外推压力计算储量的方法, 计算结果更接近于气井的真实动态储量, 新核实的动态储量相对可靠。

表 1 大庆长垣东部中浅层气井的动态储量表

序 号	井 号	原动态储量, 10^8m^3	核实现态储量, 10^8m^3	差 值
1	升 54	1.05	1.30	0.25
2	升 58	1.54	1.75	0.21
3	升 501	1.13	1.48	0.35
4	升 502	0.37	0.45	0.08
5	升 601	0.69	0.67	-0.02
6	升气 1-4	1.26	1.24	-0.02
7	汪 32-19	0.13	0.61	0.48
8	升 612	0.08	0.20	0.12
9	汪 24-23	1.03	2.89	1.86
10	升 61	0.34	0.65	0.31
11	升 63	0.25	0.28	0.03
12	升 64	0.21	0.30	0.09
13	升 66	0.37	0.48	0.11
14	汪气 1-4	0.36	0.32	-0.04
15	汪气 1-5	0.20	0.27	0.07
16	升 611	0.18	0.23	0.05
17	汪 7-17	0.39	0.44	0.05
18	升气 1-1	1.25	1.34	0.09
19	升气 1-2	0.26	0.60	0.34
20	汪 22-20	0.21	0.60	0.39
21	汪 26-19	0.05	0.03	-0.02
22	汪 21-18	0.12	0.26	0.14
23	汪 24-21	0.12	0.11	-0.01
24	汪 3-15	0.43	0.44	0.01
25	汪 6-14	0.18	0.19	0.01
26	汪 22-21	0.06	0.14	0.08
27	汪 8-9 井	0.15	0.15	0
28	汪 13-11	0.92	0.94	0.02
29	升 81	2.98	3.50	0.52
30	宋 18	0.08	0.08	0
31	宋 183	0.38	0.40	0.02
32	宋 11	0.11	0.11	0
33	东 4	0.94	0.93	-0.01
34	新东 2	0.14	0.14	0
35	徐深 1	5.33	6.58	1.25
36	徐深 6	4.65	5.84	1.19
37	徐深 1-1	1.13	1.71	0.58
平均		0.79	1.02	—

三、认识与结论

(1) 用弹性二相法计算动态储量，要求气井按照合理的工作制度生产，压降曲线出现真实的拟稳态，才能计算出准确的动态储量。

(2) 用压降法计算动态储量，对于开发早期气藏，动态资料反映的是物性好的气层控制的动态储量，可采用外推压力进行储量计算，确定气藏的动态储量。

(3) 用压降法计算动态储量，对于开发时间较长的气藏，压降—储量曲线呈“多段型”，开发时间越长，压降—储量直线的截距越大，对应的动态储量也越大；利用开发末期的压降—储量直线计算，其结果就是气藏的动态储量。

(4) 从采气分公司的应用情况看，计算动态储量，用压降法相对较好，主要原因是该方法对资料要求不像弹性二相法那么高，计算结果与用其他方法计算的结果也较接近。

参 考 文 献

- 1 王鸣华. 气藏工程. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 2 唐泽尧. 气田开发地质. 北京: 石油工业出版社, 1997
- 3 李士伦. 气田与凝析气田开发. 北京: 石油工业出版社, 2004
- 4 黄炳光. 气藏工程分析方法. 北京: 石油工业出版社, 2004

兴城气田试采特征浅析

杨亚英 柳春学 郑孝春

摘要 本文通过对兴城气田地质特征、已投产井动态特征的阐述,加深对火山岩、砾岩储层开发规律的认识,获得气藏开采特征、产量递减规律、气井合理产量、产出水特征等动态信息。做好深层气藏开发经济评价的基础工作,为后续火山岩、砾岩气藏规模开发提供有益的尝试。

一、气田概况

兴城气田位于黑龙江省大庆市肇州境内,构造位于松辽盆地北部东南断陷区徐家围子断陷兴城鼻状构造上,储层为白垩系营城组火山岩、砾岩。2002年冬至2003年春,在兴城地区完成了234.9km²的三维地震勘探,在徐深1区块提交天然气预测地质储量____10⁸m³,含气面积____km²(见表1)。

表1 兴城气田预测储量计算数据表

层号	含气面积 km ²	有效厚度 m	有效孔隙度 %	含气饱和度 %	偏差系数	综合系数	单储系数 10 ⁴ m ³ /(m·km ²)	地质储量 10 ⁸ m ³
145	—	40.5	3.8	39	1.048	253.27	375.35	—
149、150	—	198.3	5.5	70	1.072	258.66	995.84	—
合计	—	—	—	—	—	—	—	—

到目前为止,兴城气田共完钻各类气井40口;完成试气的井24口,正在钻进的井12口,正在试气的井5口,达到工业气流的井18口,详见表2。

表2 徐家围子断陷兴城气田钻井、试气进度表

气田区块	钻井情况				试气情况					
	探井		开发井		探井		开发井		达到工业气流井	
	完钻井数 口	正在钻进井数 口	完钻井数 口	正在钻进井数 口	试完井数 口	正在试气井数 口	试完井数 口	正在试气井数 口	探井井数 口	开发井数 口
兴城气田	28	6	12	6	22	3	2	2	16	2

1. 地质构造特征

兴城气田位于松辽盆地东南断陷区徐家围子断陷兴城鼻状构造上,整体表现为北高南低,中部高东西两侧低,宋西断裂贯穿全区。该气藏主要含气层位:营城组营一段、营四段两个油层组,储层埋藏深度在3400~3600m之间。

兴城气田营城组储层岩性主要为火山岩和砾岩,受区域性近南北向和北东向大断裂的控制,形成了近南北向的断凹断隆相间的区域构造格局。断陷构造带内发育三个近北北西走向

的有利火山岩条带，储层有效厚度为 100~250m。营城组一段火山岩孔隙度平均为 4.2%，渗透率平均为 $(0.004\sim0.602)\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ；营城组四段砾岩孔隙度平均为 3.7%，渗透率平均为 $0.42\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

储集空间分为：原生孔隙、次生孔隙、裂缝三种，本区主要的网状裂缝发育。

气井地层压力为 38~39MPa，地层压力系数为 1.04~1.11MPa/100m；地层温度为 132~147℃，地温梯度约为 3.80℃/100m，该气藏为正常压力、温度系统的气藏，见表 3。

表 3 兴城气田地层温度、压力数据表

井 号	层组	深度 m	地层压力 MPa	地层压力系数 MPa/100m	地层温度 ℃	地温梯度 ℃/100m	备 注
徐深 1 井	营城组	3543.5	39.7	1.12	135.7	3.86	平均地温梯度 (℃/100m) 3.80
		3485.41	38.85	1.11	136.4	3.91	
徐深 6 井	营城组	3772.88	39.15	1.04	141.2	3.74	
		3583.9	37.86	1.06	136.5	3.81	

通过一年多来的勘探、试气、试采，处于构造高部位气井以产纯气为主，低部位气水同产，以产水为主，气藏总体为大型火山岩、砾岩构造一岩性气藏。

2. 开采简况

兴城气田于 2004 年 12 月投产，目前该区投产 3 口井：徐深 1 井、徐深 6 井、徐深 1-1 井。开采层系：白垩系营城组营一段、营四段储层。

探明地质储量：___ 10^8m^3 ，含气面积：___ km^2 ，主要分布在徐深 1、7、8、9 区块。动用地质储量：___ 10^8m^3 ，含气面积：___ km^2 。

累计产气：___ 10^4m^3 。

累计产水：___ m^3 。

采出程度：___ %。

采气速度：___ %。

原始地层压力：38.47MPa，目前地层压力：34.29MPa，总压差—4.18 MPa。

二、兴城气田试采特征

兴城气田目前共投产 3 口井——徐深 1 井、徐深 6 井、徐深 1-1 井，开采营城组营一段火山岩、营四段砾岩储层。储层埋藏深度在 3400~3600m 之间，原始地层压力为 38~39MPa。截至 2006 年 7 月末累计产气___ 10^4m^3 ，累计产水___ m^3 ，详见生产情况表（表 4）。

表 4 兴城气田生产情况表

井 号	生产天数 d	累积产气量 10^4m^3	原始地层压力 MPa	目前地层压力 MPa	单位压降产气量 10^4m^3	井控储量 10m^3
徐深 1 井	398	—	38.85	36.82	943.68	5.4
徐深 6 井	425	—	38.5	36.97	1410.7	4.3
徐深 1-1	210	—	38.05	29.07	287.86	1.02