

# 试井解释技术在江苏盐城气田 开发初期的实践与认识

徐文斌<sup>1</sup> 朱军<sup>2</sup> 宋宁<sup>3</sup>

(1. 江苏石油勘探局地质科学研究院 2. 胜利油田东辛采油厂 3. 南京大学地球科学系)

徐文斌等. 试井解释技术在江苏盐城气田开发初期的实践与认识. 天然气工业, 2003; 23(4): 80~82

**摘 要** 一个气田从发现到正式投入开发, 必须在前期通过必要的技术和手段解决可以不需要多打井就能落实的储量、构造、气水边界等开发决策参数, 而试井技术就是其中的一项关键技术。由于盐城气田是江苏油区目前为止发现的最大气藏, 怎样合理高效地开发好气藏, 必须在开发初期认清构造、砂体连通性和气井的产能, 在目前仅有的几口探井和评价井的基础上, 利用试井解释技术计算地层参数、落实构造和储层的连通发育情况, 求取气井单井无阻流量, 分析部分气井的进一步利用和措施改造的潜力, 为气田的下一步试采提供初步的理论依据。

**主题词** 气田 早期开发 气井试井 无阻流量 地层参数 江苏油田

江苏油区盐城气田是上世纪 90 年代江苏发现的最大规模气藏, 根据目前已经钻探的探井、评价井和开发井资料表明, 该气田的资源比较落实, 到 2000 年底, 已完钻各类井 9 口, 其中绝大多数气井均进行了试油测试, 取得了一定的资料, 但由于该区气藏埋深接近 4 000 m, 构造和储层发育相当复杂, 因此各井试气状况差异较大。但通过利用试井技术对气藏的构造、储量和储层发育进行了初步判断和识别, 为后期气藏试采提供理论依据。

## 气藏地质特征

盐城气田朱家墩试采区地理位置位于江苏省盐城市境内, 构造位置位于盐城凹陷南次凹深凹带。是一个被盐④和盐④断层所夹持的构造高带。构造高点埋深 3 740 m, 幅度 160 m 左右, 东西长约 16.7 km, 南北宽约 1.5 km, 构造面积为 24 km<sup>2</sup>。朱家墩试采区主要有 E<sub>1</sub>f<sub>1</sub>、K<sub>2</sub>t<sub>2+1</sub> 两套有利的含气储层。朱家墩阜宁组气藏储气层主要分布于 E<sub>1</sub>f<sub>1</sub> 底部, 岩性主要为灰白色细砾岩、含砾不等粒砂岩和中、细砂岩, 孔隙度为 14%~15.6%, 渗透率为 (21~36.6) × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。泰州组砂岩储层为一套灰黑色泥岩为主夹少量粉砂岩、细砂岩、砂砾岩。砂体分布较局限, 泰二段储层孔隙度为 11.8%~14.5%, 渗透率为

(7.3~25.3) × 10<sup>-3</sup> μm<sup>2</sup>。

## 试井资料综合分析成果

利用试井分析软件对盐城气田 7 口井试井资料进行了系统处理和分析, 得出了一些基本认识。

1. 井筒条件差异较大, 它是影响单井产气量的原因之一

盐城气田由于初期钻井未采用欠平衡钻进和近平衡钻进, 因此大部分井存在不同程度的井筒污染, 表皮系数较高, 一般在 3~5 左右, 盐城 1~2 井最高能达到 20.13~35.60, 表明该井射孔层位目前存在较严重的不完善或井筒周围泥浆污染严重, 因此该井产量低(只有 3 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d), 可能与其表皮系数高有很大关系。

2. 气层含气层系规模差异较大

盐参 1 井阜宁组气层历时 8 d 的延续流动产量测试数据表明, 该井以 13 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d 的产量生产, 生产压差仅 1.299 MPa, 说明该井稳定生产能力超过 13 × 10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d, 结合其它气井的地质特征, 可以基本判断盐城气田的主力层系在阜宁组。

根据盐城 1 井泰州组试井资料分析, 该井放喷求产前实测地层压力是 38.067 MPa, 而放喷求产后, 关井实测最高压力为 31.644 MPa(日恢复速度

作者简介: 徐文斌, 工程师; 1997 年毕业于石油大学(北京)石油工程专业, 现从事石油生产开发与科研工作。地址: (225009) 江苏扬州江苏油田地质科学研究院开发一室。电话: (0514) 7762388。

0.07719 MPa), 由霍纳法外推地层压力为 32.584 MPa, 压力下降了 5.483 MPa, 分析认为引起压力下降未能恢复到原始地层压力的原因可能有: 一是某一单层由于产出较多, 压力下降较快, 层间压力干扰的作用, 关井恢复还未达平衡, 因为实测压力是所有层的平均值; 二是出现储层能量衰竭现象。结合其它一些井泰州组储层断缺和尖灭的情况, 可以初步判断泰州组气藏规模不大, 而且储层发育相当有限, 基本没有连片, 开发利用前景不大。

3. 储层有效渗透率较低

根据试井资料解释, 盐城气田有效渗透率相差较大, 其中新朱 1 井为  $0.0013 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 盐城 2 井为  $17.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 盐参 1 井  $11.67 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , 有效渗透率相差如此之大, 说明该气田储层平面上非均质性较强。

4. 试井资料的处理加深对气藏构造特征和复杂气藏的认识

盐城 2 井导数曲线表现较为特殊(图 1), 单从曲线拟合状态看, 有三种模型都能较好的拟合好曲线, 即双重介质; 均质气藏, 断层反映; 复合气藏。前两

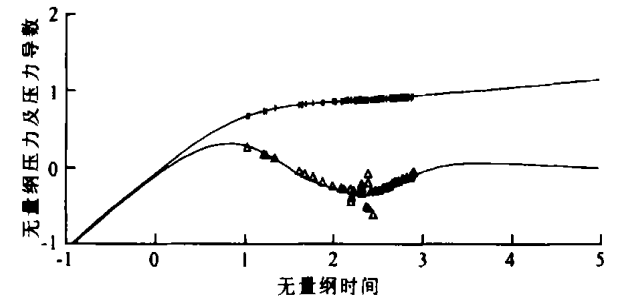


图 1 盐城 2 井双对数拟合图

种情况通过地质论证可以加以证实, 第三种情况比较复杂, 主要是由于  $(Kh/\mu)$  内边界  $> (Kh/\mu)$  外边界可以出现拟合曲线所出现的那种情况。由于  $h$  值变化不大, 只有  $K$  和  $\mu$  出现变化。如果  $K$  值变化不大, 那只有  $\mu_{\text{内}} < \mu_{\text{外}}$ , 也就是近井地带的水的粘度小于远井地带的一种混和物的粘度, 这种混合物极有可能是溶有一部分气的水, 也就是气水过渡带, 半径在 50 多米。另一种情况就是  $\mu$  值不发生变化,  $K_{\text{内边界}} > K_{\text{外边界}}$ , 这种情况有两种可能, 一是近井地带到远井地带岩性发生变化, 渗透率可能由好变差, 发生变化的半径在 50 多米; 另一种可能就是由于生产压差过大, 产量过高, 冲刷近井地带的地层, 引起近井地带的地层渗透率变好, 冲刷的半径已达到 50 多米。通过和各种地质条件的结合, 可以基本排除

双重介质和均质气藏类型, 初步认为气水过渡带存在的可能性最大<sup>[1]</sup>。

盐参 1 井进行修正等时试井测试<sup>[2]</sup>, 从其倒数曲线上看(图 2), 也存在模型的多解性, 主要有两种形式的可能, 一种是无限大地层复合气藏, 在离井 257 m 附近存在岩性的变化, 储层渗透率慢慢变差, 直到尖灭; 另一种是均质地层多断层气藏, 根据压力导数后期上翘的幅度, 认为不只存在一条断层, 离井距离大概在 232 m 左右。

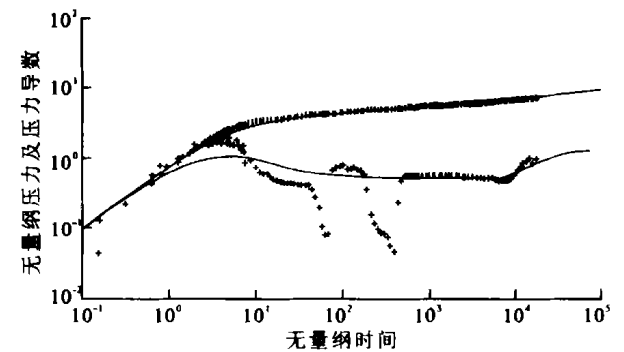


图 2 盐参 1 井双对数拟合图

盐城气田产能评价及单井产能确定

气井的无阻流量是评价气田产能的一个最重要参数, 它对气田的合理配产起指导作用, 产量如果不合理, 容易引起井底积液降低产量; 井壁垮塌出砂; 边底水上升, 气井水淹; 速敏效应影响产量; 气井潜能得到遏制, 最终采收率低等许多不良后果。

1. 一点法测试

实际开发过程中, 陈元千推荐的一点法经验公式计算气井的绝对无阻流量使用较为广泛, 本气藏选用的计算公式为:

$$Q_{\text{AOF}} = \frac{6Q_q}{-1 + \sqrt{1 + 48 \times \left[ \frac{p_i^2 - p_{\text{wf}}^2}{p_i^2} \right]}}$$

式中:  $Q_{\text{AOF}}$  为绝对无阻流量,  $10^4 \text{ m}^3$ ;  $Q_q$  为测试产量,  $10^4 \text{ m}^3$ ;  $p_i$  为地层原始压力, MPa;  $p_{\text{wf}}$  为测试产量所对应的井底流压, MPa。

2. 修正等时试井

修正等时试井原理就是气藏有效驱动半径与测试流量的生产时间有关, 而与测试产量无关, 其开井时间与关井时间一样长短, 不要求每一次关井时, 均要恢复到地层压力。

盐城气田利用修正等时试井技术在盐城 1 井进行了测试, 利用修正等时试井测试数据处理出符合

该井的产能方程。

指数式方程:

$$Q_{\text{AOF}} = 0.247\,274\,8(p_i^2 - p_{\text{wf}}^2)^{0.869\,0}$$

二项式方程:

$$Q_{\text{AOF}} = \frac{\sqrt{6.94263^2 + 4 \times 0.03138(p_i^2 - p_{\text{wf}}^2)} - 6.942631}{2 \times 0.03138}$$

3. 气井单井产能确定

利用试井资料所求得各井试气层位的无阻流量,代表了气井的最大生产能力,这是确定气井合理单产的依据之一。我国气田开发实践表明:气驱气藏或底水不活跃的气藏,以气井绝对无阻流量的20%~25%配产,最大不超过30%;气水边界附近的气井以气井绝对无阻流量的15%~20%进行配产。结合盐城气田试采层位的地质特点和所求得的无阻流量,可以推算出各井的合理单产(表1)。

由于盐城3井距离盐参1井一个井距,故盐城3井的合理单井产能参照盐参1井的无阻流量的10%~15%估算。

表1 盐城气田试采井合理产量确定表

井 号	无阻流量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)			折算比例	合理产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)
	指数式	二项式	一点法		
盐参1井	132.5	126.6		15%~25%	19~32
盐城1-2井			6.5	15%~20%	0.975~1.3
盐城3井				10%~15%	12.6~19

开发建议与结论

(1)随着气田开发研究的深入,试井解释的资料由于其具有多解性,解释数据只能作为参考值,要真正落实地层、构造和储量等关系数据,必须加快气井的试采和井间干扰、探边等专项测试工作,尽快落实

气藏开发中的关键参数。

(2)在加快气藏地质模型建立的同时,及早采用数值模拟技术对气藏工程技术政策界限加以研究,尽快确定合理的开发方式、开发层系、井网密度、采气速度,满足气藏开采过程中的稀井高产高效开发的原则,降低井间干扰、水锥、水淹程度,尽可能地提高采收率。

(3)对新完钻井加强完钻后的试气工作。为了估算气井的绝对无阻流量,减少放空测试气量。可采用一点法试井(即测试一点)的方法来求无阻流量。根据四川地区某些气田多次试井资料的经验曲线,对高、中渗透性的纯气井,当其测试点的井底压力与地层压力之比(矿场也常用井口测试套压与井口关井套压之比)在80%~90%时,使用经验曲线图误差在10%以内。但气水同产井以及低渗井不宜用此经验曲线图求绝对无阻流量。

(4)完钻测试的稳定时间要求。测试过程中计算产量的数值必须取稳定一定时间最后一点的值,对30×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d以上的大气田,为了减少天然气的浪费,稳定时间可定为4h左右。对(10~30)×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d的气井,稳定时间可定为6h以上。对10×10<sup>4</sup> m<sup>3</sup>/d以下的气井,稳定时间可定为8h以上。当然,测试稳定时间不是绝对的。但是,稳定时间太短,往往造成假象,不能真实的反映地层的生产能力。

参 考 文 献

1 杨继盛.采气工艺基础.北京:石油工业出版社,1994

2 李士伦等.注气提高石油采收率技术.成都:四川科学技术出版社,1997

(收稿日期 2003- 03- 18 编辑 韩晓渝)

high proportion in the proved gas reservoirs. But this kind of gas reservoirs has hardly commercial value directly. They can be developed and utilized economically only after fracturing. Based on the change of fluid flow rule after fracturing, using the percolation theory of gas reservoirs, the steady-state productivity formula of gas wells after fracturing is derived. Using reservoir numerical simulation, the influence of fracture length, conductivity, effective permeability and effective thickness on the early production and then production variety after fracturing is analyzed systematically for Tabamiao block. The criteria to choice fracturing wells and the fracturing designed parameters are offered for Tabamiao block in the article. To choice wells for fracturing, the wells with greater effective permeability and effective thickness should be targeted. In fracturing design, reasonable fracture conductivity and length should be determined. So the scientific decision can be made for efficient development of low-permeability gas reservoirs.

**SUBJECT HEADINGS:** Low permeability pools, Gas well productivity, Fracturing, Development project, Percolation, Numerical simulation

**Yang Zhengming** (*engineer*), born in 1969, is studying for doctoral degree. Add: P. O. Box 44, Langfang, Hebei (065007) China, Tel: (010) 69213354

## WELL SPACING STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF FEI XIAN GUAN OOLITIC SHOAL GAS RESERVOIR IN LUOJIAZHAI\*

Chen Youlian, Zhang Deng, Liu Yicheng and Yang Yahe (Research Institute of Exploration and Development, Southwest Oil and Gas Field Branch, PCL). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 4, pp. 77~79, 7/25/2003. (ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:** Gas reservoirs with high sulfur content are found sparsely in China. So, the experience to develop them is not enough. There are some successful experiences, also some lessons for developing gas reservoirs with high sulfur content in the countries such as France, Canada, etc. Feixianguan oolitic shoal gas reservoir is the first found gas reservoir with high porosity, high permeability, and high sulfur content in Sichuan Basin. It is difficulty to develop the gas reservoir because hydrogen sulfide has strong corrosion and toxicity. To develop the gas field efficiently and properly, studying well spacing of the field has great signification. Based on the study of geologic and fluid characteristics of Feixianguan oolitic shoal gas reservoir, well spacing was simulated with both cluster wells and straight wells. The cluster wells include 4 branch holes type and 3 branch holes type. The straight wells are placed uniformly. Using numerical simulation, the different well spacing types, pro-

ducing well number, and recovery scale were simulated. The results show with the same well number, and the same recovery scale, the development technical indexes are the same when using different well spacing type. Analyzing the influence of different well spacing on the gas reservoir development, it is suggested that cluster wells are the optimum choice for well spacing type, and the proper number of producing wells is 10.

**SUBJECT HEADINGS:** Oil & gas reservoir, Oolitic limestone, Hydrogen sulfide, Directional well, Well spacing, Numerical simulation, Sichuan Basin, East

**Chen Youlian** (*engineer*), born in 1970, is a Master. Add: 1 Block1, Fuqing Rd. Chengdu, Sichuan (610051), China E-mail: chenyoulian@sina.com

## PRACTICES AND COGNITION OF WELL TEST INTERPRETATION TECHNOLOGY IN THE EARLY DEVELOPMENT OF YANCHENG GAS FIELD OF JIANGSU\*

Xu Wenbin (Geologic Science Research Institute of Jiangsu Petroleum Exploration Bureau), Zhu Jun (Dongxing Recovering Plant of Shengli Oil Field) and Song Ning (Earth Science Department of Nanjing University). *NATURAL GAS IND.* v. 23, no. 4, pp. 80~82, 7/25/2003. (ISSN 1000-0976; **In Chinese**)

**ABSTRACT:** From discovering to formally developing of a gas field, the decision-making parameters, such as reserves, structure and gas-water boundary, etc., should be first determined by necessary techniques and means with a few wells. One of the key techniques is well test. Since Yancheng gas field is the biggest one found in Jiangsu now, to properly and efficiently develop the gas reservoir, we have to understand the structure and connectivity and well productivity at early development. Based on the existing few exploration and appraisal wells, the well test interpretation technology is utilized to calculate the reservoir parameters, identify the structure and connectivity, estimate the open flow capacity of an individual well, and analyze the potential of some gas wells for further more utilization and rehabilitation. So that, the primary ground can be established for the production test of the gas reservoir in the future.

**SUBJECT HEADINGS:** Gas field, Early development, Gas well testing, Open flow capacity, Formation parameter, Jiangsu oil field

**Xu Wenbin** is an engineer. Add: Yangzhuo, Jiangsu (225009), China Tel: (0514) 7762388

## ANALYZING METHOD OF PRESSURE DECLINE TO IDENTIFY FRACTURE PARAMETERS\*

Guo Dali<sup>1</sup>, Wu Gang<sup>2</sup>, Liu Xianling<sup>2</sup>, Zhao