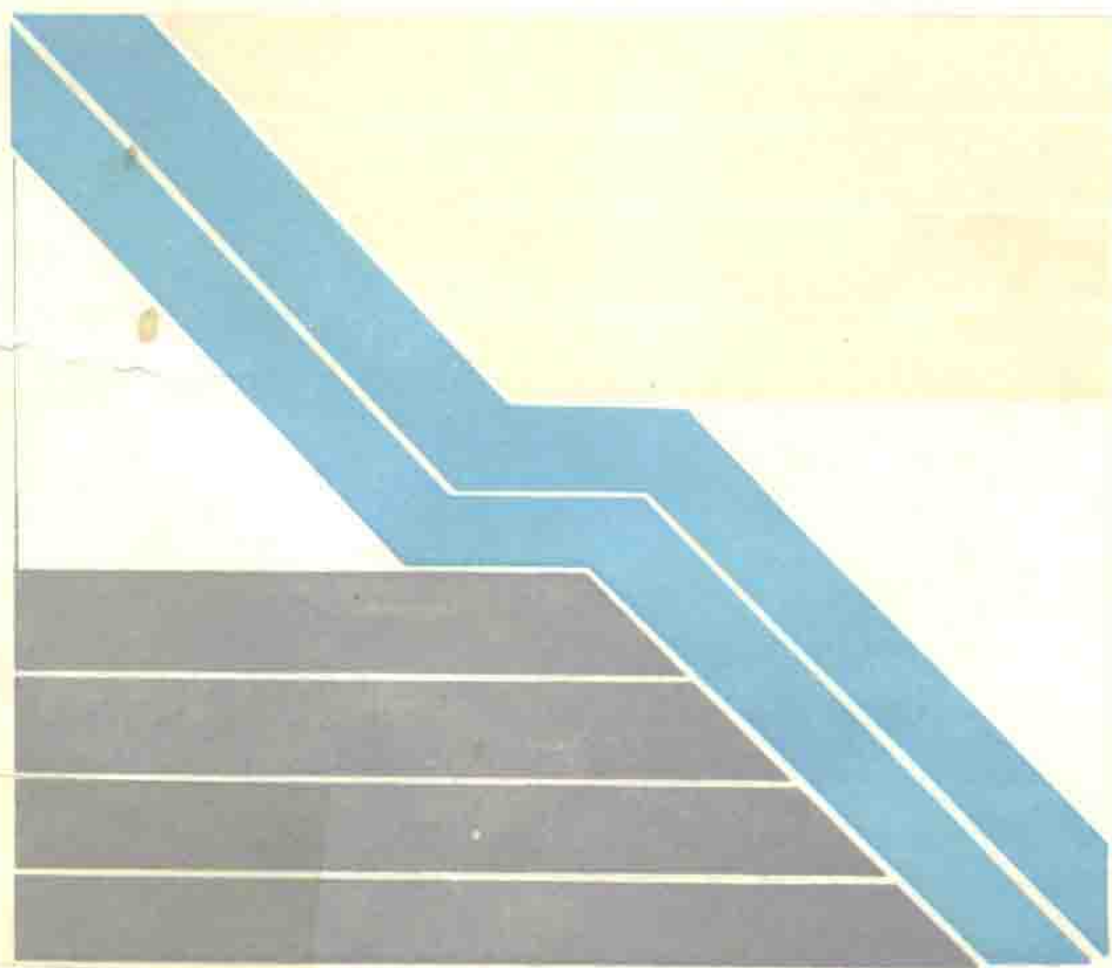


叶敬东 康德泉 等译

低渗透油气田 开发译文集 中册

(油藏工程)



石油工业出版社

低渗透油气田开发译文集

中 册

(油 藏 工 程)

叶敬东 康德泉 等译

胡乃人 沈平平 等校

石油工业出版社

(京) 新登字 082 号

内 容 提 要

本册所选论文涉及低渗透油气田的储层研究、参数确定、完井、注水、生产史重建、优选开发方案、动态监测等诸多油藏工程领域，为从事低渗透油气藏油藏工程研究的科技人员提供了一整套研究方法。

低渗透油气田开发译文集

中 册

(油 藏 工 程)

叶敬东 康德泉 等译

胡乃人 沈平平 等校

*

石油工业出版社出版

(北京安定门外安华里二区一号楼)

石油工业出版社印刷厂排版

北京科技印刷厂印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092毫米 16开本 $19\frac{3}{4}$ 印张 500千字 印1—1,500

1992年7月北京第1版 1992年7月北京第1次印刷

ISBN 7-5021-0584-0/TE·557

定价：9.30元

目 录

| | |
|---|--------|
| 1. 尤因塔盆地透镜体砂岩储层特征 | (1) |
| 2. 非海相、低渗透岩石的就地地应力 | (20) |
| 3. 岩性和地层压力对 Waskom (Travis Peak) 油田地层应力的影响 | (39) |
| 4. 致密砂岩的孔隙度和渗透率 | (58) |
| 5. 确定低渗透层参数的方法 | (73) |
| 6. 不稳定性对动力驱替法相对渗透率曲线的影响 | (78) |
| 7. 压力和含水饱和度对致密砂岩气体渗透率影响的实验结果 | (89) |
| 8. 确定致密气藏开采机理的实用方法 | (99) |
| 9. 优化低渗透性油藏的一次开发和二次采油 | (110) |
| 10. 低渗透油层的注水问题 | (122) |
| 11. 实例记载: 东得克萨斯 Blocker Cotton Valley 致密砂岩气藏的多层完井技术 | (127) |
| 12. 单层油藏垂直裂缝井有限导流能力的动态 | (134) |
| 13. 多层状油藏的裂缝表征 | (157) |
| 14. 致密气井开采分析 | (173) |
| 15. 在泥盆纪页岩地层中钻水平井的采收率情况 | (183) |
| 16. 致密含气砂岩矿物实验室的多井试验 | (193) |
| 17. 低渗透地层垂直裂缝井的压力恢复 | (201) |
| 18. 低渗透层的垂直干扰试井的解析模型 | (212) |
| 19. 低渗透地层的垂向干扰试井 | (231) |
| 20. 具有不稳定层间窜流的低渗透地层的垂向干扰压力测试 | (255) |
| 21. 美国西部致密砂岩水力压裂井的不稳定压力分析 | (275) |
| 22. 低渗透井的短期不稳定产量与压力恢复分析 | (290) |
| 23. 非线性塑性应变特性对深层低渗透气层采收率的影响 | (304) |

尤因塔盆地透镜体砂岩储层特征

C.R.Boardman
C.F.Knutson

叶敬东 译
谢兴礼 校

摘 要

美国犹他州尤因塔盆地致密砂岩天然气井以前的开采曲线分析表明,有三种动态类型—线性的、过渡的和近似径向流的。选择了能概括上述类型的6口井,试图去确定气藏的动态体积以及将这些“生产”体积与计算体积(按若干不同的透镜体砂岩模型算得)进行比较。

6口井中29个致密气砂层的体积是通过长期压力恢复曲线计算目前压力(和渗透率)估算出来的。气层的体积用 p/z 与累积产气量曲线外推到压力为零时计算得到。平均气层体积约为24000ft³/ft净产层。

“生产”体积与相当的计算体积(利用4种不同的模拟方法)比较如下:

| 项 目 | 储层体积 | |
|---------------------|-------|---------------------------------------|
| | 全部井之和 | 10 ⁶ ft ³ C井 |
| 生产体积 | 75.3 | 10.8 |
| Knutson 模型体积 | 60.7 | / |
| Knutson / ward 模型体积 | 86.0 | / |
| Baker 模型体积 | / | 10.6 |
| Gidloy 等人模型体积 | 136.1 | / |

Knutson / ward 和 Baker 模型看来提供了最佳的“生产”数据的近似值。如果采用更完善的压力恢复分析方法,则这个近似值可能会更好些。

假定储层为径向流,则计算的气藏视渗透率范围为0.009~0.052mD,而解释的砂岩基质的实际渗透率范围为0.06~0.21mD。

一、前 言

这项研究包括犹他州尤因塔盆地天然气井的开采数据、测井资料和压力恢复曲线分析。研究目的为:

- (1) 确定透镜体储层的体积和渗透率;
- (2) 检验4个致密砂岩储层模拟的能力以预测储层体积。

其中3个模型是根据地面露头研究资料建立的,另一个模型则根据西部几个盆地的致密砂岩气藏的生产资料得出的。

6口Wasatch致密砂岩气井可以进行压力恢复测试和分析。为了资料保密,它们简称为“A, B, C……”井。

所有这6口井差不多都连续生产了16~18年,每口井每年的生产月数和相应的年产气

量见表 1。截止 1979 年 6 月，单井累积产气量为 447000~1587000 千标准 ft^3 ，平均为 $1000000 \times 10^3 \text{ft}^3$ (标)。

尤因塔盆地 Wasatch 地层地质的特点

Wasatch 地层属第三纪的始新世—古新世。它位于白垩纪 Mesaverde 地层上面和第三纪始新世 Green River 地层下面。其厚度范围从盆地西部的 850ft 到盆地中部的 3000ft 以上。它由河成砂岩和页岩组成 (Murany, 1964 年)。

在全区范围 (我们所研究的井位于其上) 内 Wasatch 地层厚度约 2500ft。大多数砂岩产层位于此地层上部的第三层。

二、井的基本数据

测试的 6 口井的深度范围为 5530~6473ft，套管直径为 $4\frac{1}{2}$ ~7in，生产油管 $2\sim 2\frac{7}{8}$ in。

只有 F 井在上述开采层位的油套管环形空间下了封隔器，其他井的环形空间是畅通的。每口井射 2~6 层。

用柴油和盐水作压裂液，支撑剂基本上是筛孔 20~40 的砂子。压裂液用量 15000~50000gal，支撑剂用量 15000~50000lb。有效注入压力为 2500~4000psi，平均有效注入速度为 10.5~25.1bbl/min。多层处理采用了投球工艺。

三、气藏特征

气藏特征是根据少量可用的测井和测压资料推断得出的。

1. 砂岩分数

砂岩总厚度与地层层段 (上部砂岩顶到下部砂岩底) 总厚度之比为 0.17~0.35，平均值为 0.28。(小于 5 英尺的地层未统计在内)。

2. 原始压力和温度

A、C、E、F 井测到了原始压力值，这些值见表 2。由表 2 看出，这 5 口井的平均压力梯度为 0.437psi/ft，变化范围为 0.404~0.478psi/ft。由于 D 井没有可用的数据，所以将平均值赋予该井，以便分析时使用。可以看出，实际的平均压力范围约为 2200~2700psia。这些压力数据的基准面是射孔层段平均中部深度。

表 2 还给出了同一基准面深度处的油藏温度计算值，这些值是根据 A、C、D、E 井关井数周后所测到的梯度确定的。梯度约为 $1^\circ/100$ 英尺。从表中看出，温度的范围是 154~160 $^\circ$ F。

3. 有效厚度孔隙度和含水饱和度

这些参数是由原有的测井分析资料确定的 (见表 3)。计算的孔隙度小于 5% 或含水饱和度超过 70% 的砂岩部分，不作为有效厚度考虑。

分析了全部正在开采的 28 个砂层，总砂层厚度为 8~41ft，中值为 22ft。砂岩有效厚度在 31ft 以内，中值为 11ft，砂岩有效厚度与砂岩总厚度之比为 0.62。

计算的砂岩有效孔隙度为 6%~14%，含水饱和度从 25%~上限值 70%。这 28 个砂层的上述两个参数，其平均值分别是 12% 和 54%。

表 1 尤因塔盆地 Wastah 地层 6 口井产气量统计表
(累积生产时间, mon / 累积产气量, 10^6ft^3)

| 井 | 1961 | 1962 | 1963 | 1964 | 1965 | 1966 | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 | 1977 | 1978 | 1979** |
|---|----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| A | 1/ 17 | 13/ 134 | 23/ 196 | 34/ 262 | 41/ 310 | 51/ 381 | 61/ 437 | 71/ 497 | 82/ 557 | 93/ 613 | 104/ 630 | 114/ 676 | 125/ 723 | 136/ 767 | 147/ 811 | 158/ 851 | 169/ 879 | 175/ 899 | 179/ 915 |
| B | 1/ 5 | 12/ 84 | 22/ 130 | 34/ 175 | 43/ 203 | 52/ 244 | 62/ 278 | 72/ 314 | 83/ 349 | 94/ 384 | 105/ 394 | 115/ 421 | 127/ 450 | 138/ 477 | 149/ 503 | 160/ 527 | 171/ 546 | 176/ 556 | 180/ 566 |
| C | 1/ 16 | 13/ 176 | 24/ 268 | 36/ 346 | 45/ 398 | 55/ 449 | 66/ 508 | 76/ 561 | 87/ 616 | 97/ 665 | 101/ 680 | 110/ 717 | 121/ 757 | 132/ 793 | 143/ 828 | 154/ 860 | 165/ 879 | 171/ 886 | 175/ 892 |
| D | | 10/ 383 | 20/ 532 | 31/ 646 | 40/ 712 | 49/ 792 | 60/ 883 | 71/ 955 | 82/ 1043 | 93/ 1116 | 104/ 1177 | 115/ 1231 | 126/ 1288 | 136/ 1380 | 147/ 1453 | 157/ 1529 | 164/ 1555 | 169/ 1571 | 173/ 1587 |
| E | 1/ 46 | 12/ 293 | 23/ 412 | 33/ 502 | 43/ 596 | 45/ 679 | 56/ 779 | 65/ 864 | 77/ 938 | 88/ 1022 | 99/ 1093 | 109/ 1158 | 120/ 1222 | 131/ 1294 | 142/ 1342 | 153/ 1393 | 164/ 1436 | 170/ 1463 | 174/ 1479 |
| F | 1/ 15 | 13/ 117 | 24/ 165 | 35/ 216 | 42/ 237 | 47/ 248 | 56/ 269 | 65/ 296 | 73/ 319 | 86/ 328 | 94/ 339 | 105/ 358 | 116/ 378 | 127/ 400 | 138/ 421 | 146/ 438 | 149/ 443 | 151/ 445 | 151/ 447 |

仅对 6 月底止。

表 2 射孔井段平均深度处的油藏原始压力和温度

| 射孔段中部深度 ft | A 5583 | B 5888 | C 5640 | D 5302 | E 5783 | F 5508 |
|--------------|-----------|-----------|-----------|-------------------|-----------|-----------|
| 原始压力, psia | 2254 | 2625 | 2696 | 2317 ^① | 2575 | 2203 |
| 以前的关井时间, h | — | 1800 | 504 | — | — | 6552 |
| 梯度, psi / ft | .404 | .446 | .478 | .437 ^② | .445 | .400 |
| T, ° R | 617 | 620 | 617 | 614 | 619 | 616 |
| Tr | 1.71 | 1.72 | 1.71 | 1.71 | 1.72 | 1.71 |
| Pr | 3.36 | 3.92 | 4.02 | 3.46 | 3.84 | 3.29 |
| z | 0.86 | 0.86 | 0.86 | 0.86 | 0.86 | 0.86 |
| pi / z.psia | 2621 | 3052 | 3135 | 2694 | 2994 | 2562 |

①估算值;

②A、C、E和F井平均值。

表 3 根据测井资料计算的储层孔隙度

| 井 | 砂岩深度 ft | 砂岩厚度 ft | | 有效孔隙度% 含水饱和度% |
|---|------------|---------|-----------------|------------------|
| | | 总的 | 有效 ^① | |
| A | 5460-86 | 26 | 8 | 14 / 51 |
| | 5576-5608 | 32 | 17 | 13 / 49 |
| | 5709-36 | 27 | 22 | 12 / 46 |
| | 全部层 | 85 | 47 | 13 / 48 |
| B | 5495-5510 | 15 | 15 | 13 / 50 |
| | 5652-63 | 11 | 11 | 13 / 44 |
| | 5674-98 | 24 | 6 | 12 / 25 |
| | 5825-54 | 29 | 29 | 14 / 60 |
| | 5898-5935 | 37 | 31 | 13 / 53 |
| | 6285-96 | 11 | 11 | 9 / 30 |
| | 全部层 | 127 | 103 | 13 / 50 |
| C | 5410-40 | 30 | 30 | 13 / 52 |
| | 5472-94 | 22 | 10 | 14 / 58 |
| | 5543-54 | 11 | 5 | 14 / 54 |
| | 5758-76 | 18 | 6 | 9 / 65 |
| | 5796-5806 | 10 | 4 | 10 / 58 |
| | 5858-80 | 22 | 8 | 6 / 69 |
| | | 113 | 63 | 12 / 56 |
| D | 5096-5108 | 12 | 2 ^② | 9 / 70 |
| | 5116-33 | 17 | 15 | 13 / 60 |
| | 5234-62 | 28 | 18 | 11 / 65 |
| | 5396-5412 | 16 | 13 | 12 / 69 |
| | 5474-84 | 10 | 2 ^② | 11 / 70 |
| | 5504-18 | 14 | 8 | 11 / 70 |
| | 全部层 | 97 | 58 | 12 / 65 |

| 井 | 砂岩深度 ft | 砂岩厚度 ft | | 有效孔隙度% 含水饱和度% |
|---|------------|---------|-----------------|------------------|
| | | 总的 | 有效 ¹ | |
| E | 5474-5500 | 26 | 11 | 10 / 50 |
| | 5540-60 | 20 | 10 | 7 / 70 |
| | 5726-39 | 13 | 12 | 12 / 39 |
| | 5936-63 | 27 | 13 | 8 / 45 |
| | 6344-52 | 8 | 8 | 13 / 35 |
| | 全部层 | 94 | 54 | 10 / 46 |
| F | 5425-66 | 41 | 9 | 14 / 70 |
| | 5596-5618 | 22 | 22 | 14 / 67 |
| | 全部层 | 63 | 31 | 14 / 68 |

① 在有效厚度计算中使用孔隙度下限为 5%，含水饱和度上限为 70%；

② 假定值（全部砂岩厚度计算的含水饱和度大于 70%）。

4. 气体相对密度

可以得到气分析资料表明，气体的相对密度为 0.6。

5. 储层的流动状态

流动状态的类型（径向流与线性流）是根据每口井的生产历史确定的。用表 1 中的累积产气量与时间作双对数曲线（见图 1 和图 2）。得出的斜率值变化范围为 0.51~0.71，平均为 0.61。按美国丹佛公司能源顾问 D.C.Cox 的见解，径向流的斜率为 1.0，线性流的斜率为 0.5。根据这个观点，这 6 口井看来至少在开采大约 5 年之后都显示出近似线性流的特点（A 井在最初 3~5 年中，似乎显示出近似径向流的特点）。

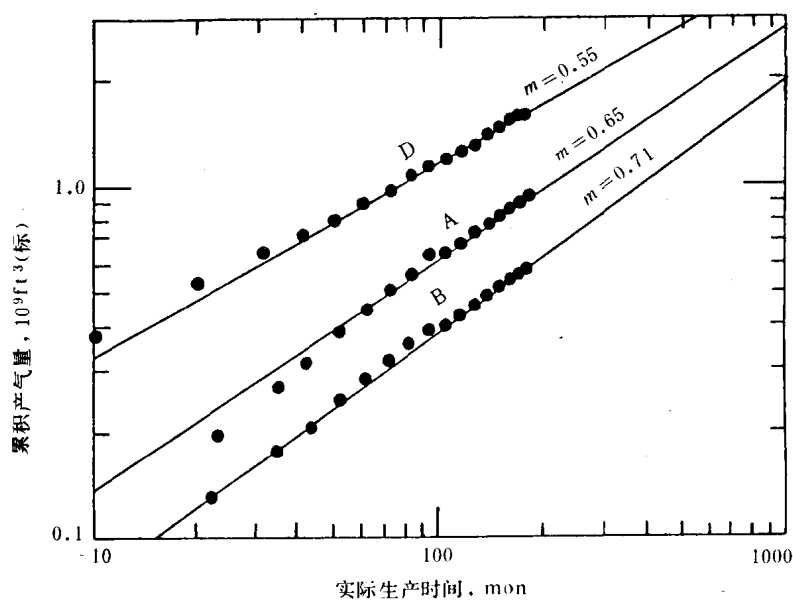


图 1 累积产气量与实际生产时间的关系曲线图（A、B、D 井）

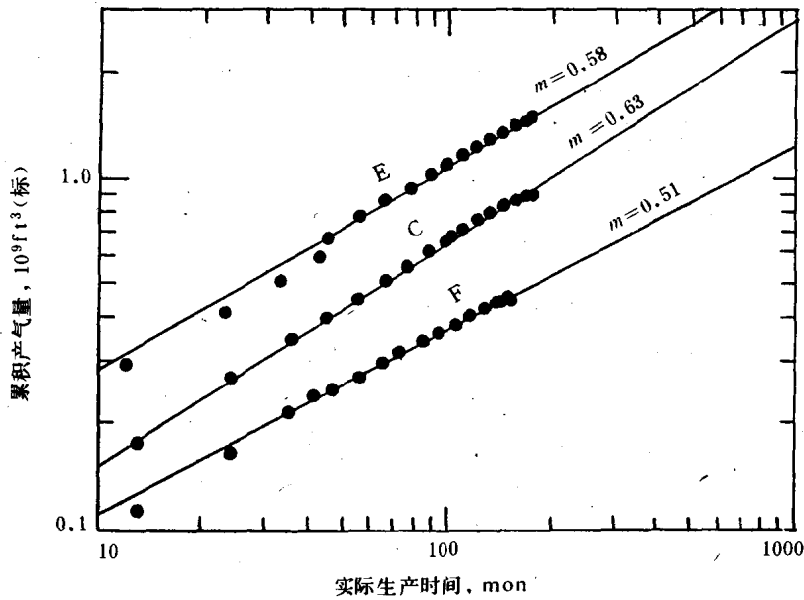


图2 累积产气量与实际生产时间的关系曲线图 (C、E、F井)

6. 渗透率

使用 D.O.Cox 提出的方法——无因次累积产气量与无因次时间的双对数曲线——来计算平均渗透率 (Knutson 和 Boardman, 1977 年)。

| 井 | 渗透率, mD |
|---|---------|
| A | 0.03 |
| B | 0.01 |
| C | 0.02 |
| D | 0.42 |
| E | 0.30 |
| F | 0.19 |

这一方法假设裂缝具有无限导流能力, 且裂缝方位垂直于砂体长轴方向。利弗莫尔-劳伦斯实验室的 Don Montan 通过计算机模拟几年的开采情况后, 发现, 裂缝与正交于长轴的垂线成锐角, 其斜率小于垂直情况的斜率。Cox 还发现, 裂缝贯穿砂体 $1/3$ 宽度时的斜率值比全部穿透时要小 (Knutson 和 Boardman, 1978 年)。

四、分层的相对流量

为了确定 B 井每个砂层的相对流量, 在开采期间几乎在整个深度上部进行了伽马射线测井, 绝对温度和微差井温测井以及噪声探测工作。日产气量约为 $100 \times 10^3 \text{ft}^3$ (标), 油管压力在地面测量。

在进行噪声探测时, 发现井中有水柱, 还发现气泡穿过水柱向上移动所产生的噪声, 其强度是如此之大和变化无常, 以致在每个射孔井段上不可能测得气体进入井筒所产生的噪声

的相对量。

微差温度曲线具有不同的偏移程度，它可用来确定相对产量组成，但是，在目前开采的砂层中都是冷却显示。因此，似乎所有射孔层段在观测产量时至少都生产了一些气。

五、用于压力恢复分析的生产周期

从 1978 年夏天开井起到 1979 年夏天最后关井止的整个生产周期都被用来进行压力恢复分析。生产期限邻接的前次关井时间，累积产气量和日产量均列于表 4。从表中可以看出，开井前平均关井时间为 186 天，平均生产时间为 246 天（包括关井时间）。生产阶段平均关井时间为 51 天。

生产期内月产量和月生产天数见表 5。气体流量是由 Mountam Fnel Snpply 和 Colorado Mterstate Gas 借助于孔板流量计和自动记录曲线测定的。它们也用来确定日常的天然气销售量。从表 5 看出，B、E 和 F 井大约是在 1979 年 5 月 10 日关井的。然后在最后关井前，在 6 月份又生产了 8~9 天。

表 4 流动测井数据

| 井 | 前次关井时间 (d) | 生产日期 | | 生产阶段 生产天数 / 关井天数 | 计算的生 产周期 $t_p^{(1)}$ (d) | 最后的平均 产气量 q^2 ($10^3\text{ft}^3/\text{d}$) | 累积产 气量 V_p ($10^3\text{ft}^3/\text{d}$) |
|---|------------|----------|---------|------------------------|--------------------------------|--|---|
| | | 开始 | 停止 | | | | |
| A | 170 | 9/18/78 | 5/14/79 | 213/42 | 209 | 138 | 28903 |
| B | 192 | 9/16/78 | 6/21/79 | 208/41 | 180 | 103 | 18554 |
| C | 169 | 9/17/78 | 6/22/79 | 212/65 | 104 | 110 | 11457 |
| D | 170 | 9/17/78 | 5/14/78 | 206/33 | 267 | 103 | 27474 |
| E | 166 | 9/14/78 | 5/14/79 | 230/14 | 251 | 142 | 25639 |
| F | 249 | 11/21/78 | 6/21/79 | 99/112 | 67 | 50 | 3348 |

① $t_p = V_p / q$;

② 实际生产的最后 10 天。

表 5 月度产量和生产时间统计表

| 月份 | 井 A | 井 B | 井 C | 井 D | 井 E | 井 F |
|---------|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| 1978.9 | 2115/12 | 851/14 | 994/13 | 2145/13 | 4027/16 | — |
| 1978.10 | 2716/21 | 2834/31 | 1376/31 | 3139/22 | 5013/31 | — |
| 1978.11 | 4041/26 | 1079/28 | 919/27 | 2940/24 | 3274/28 | 437/9 |
| 1978.12 | 3684/28 | 2641/28 | 733/21 | 2814/23 | 3998/28 | 988/27 |
| 1979.1 | 4271/31 | 2778/31 | 977/18 | 4050/31 | 4682/31 | 572/21 |
| 1979.2 | 3118/28 | 2089/28 | 1346/24 | 3830/27 | 3554/25 | 325/12 |
| 1979.3 | 3256/27 | 2080/28 | 1448/29 | 3148/26 | 3308/29 | 200/12 |
| 1979.4 | 4357/30 | 2482/30 | 2015/30 | 4377/30 | 4443/30 | 146/3 |
| 1979.5 | 1345/10 | 810/10 | 626/10 | 1031/10 | 1340/10 | 290/7 |
| 1979.6 | — | 912/8 | 1023/9 | — | — | 390/8 |

为了作出后继压力恢复的 Horne 曲线, 生产周期 t_p 的值由表 4 和表 5 中的累积产气量 V_p 除以关井前压力最后稳定时的产量 q 近似得到 (Eriougeg, 1977 年)。实际上, 没有一口井的压力能达到稳定, 不过在开始生产时, 井的压力在平均油藏压力大约为 100~200psi 以内, 是可以相信的。

V_p 、 q 和 t_p 值见表 4。实际开采期间 (包括关井天数), t_p 的变化范围从 -62% ~ +12%, 井 A、D 和 E 的 t_p 的变化都在实际生产期限的 19% 以内。

六、压力恢复数据

关井的井口油管压力是在 B、C、E 和 F 井关井几个星期以后由 Mountain Fuel Supply 直接测到的。这些压力用与销售计量相同的探头测量。另外, 点测的油、套管压力是在装有静重仪和回声液面探测仪的井上测量得的。最后的测量点在 A、D 和 E 井关井 157 天以及 B、C 和 F 井关井 121 天后测得。

B、C 和 F 井油管压力的连续测量和点测值见表 6, A、D 和 E 井套管压力的井口点测值见表 7。全部的点测压力和液面测量值见表 8。

表 6 B、C、F 井压力恢复数据

| Δt (d) | 测量的套管压力 (psia) | | | 射孔段中部深度的计算压力 (psia) | | |
|----------------|----------------|-----|-----|---------------------|------|-----|
| | 井 B | 井 C | 井 F | 井 B | 井 C | 井 F |
| 1 | 655 | 700 | 512 | 975 | 1093 | 738 |
| 2 | 700 | 805 | 525 | 1026 | 1210 | 753 |
| 3 | 723 | 864 | 528 | 1052 | 1277 | 756 |
| 4 | 782 | 870 | 533 | 1119 | 1284 | 762 |
| 5 | 805 | 876 | 535 | 1145 | 1290 | 764 |
| 6 | 809 | 881 | 536 | 1149 | 1296 | 765 |
| 7 | 819 | 888 | 538 | 1161 | 1304 | 767 |
| 8 | 825 | — | 539 | 1168 | — | 768 |
| 10 | 833 | 893 | — | 1177 | 1309 | — |
| 11 | 837 | — | — | 1181 | — | — |
| 12 | 843 | 900 | — | 1188 | 1317 | — |
| 13 | 845 | 903 | — | 1190 | 1321 | — |
| 14 | — | 905 | — | — | 1323 | — |
| 15 | 853 | — | — | 1199 | — | — |
| 16 | 854 | 910 | — | 1200 | 1328 | — |
| 17 | 857 | 914 | — | 1204 | 1331 | — |
| 105 | 943 | 983 | 623 | 1300 | 1409 | 863 |
| 121 | 953 | 994 | 630 | 1311 | 1421 | 871 |

注: 井 B: 1979 年 6 月 30 日在套管中测到的液面为 5615ft ($\Delta t=11$), 1979 年 10 月 2 日为 5611ft ($\Delta t=105$)。在上述日期计算的油管液面分别为 5362ft 和 5366ft。 $t_p=180$ 天;

井 C: 1979 年 6 月 30 日在套管中测到的液面为 4945ft ($\Delta t=1d$), 1979 年 10 月 2 日为 4949ft ($\Delta t=105d$)。假定保持在 $\Delta t=1 \sim \Delta t=17$, 6 月 30 日的液面 $t_p=104d$;

井 F: 1. $\Delta t=8d$ 井继续工作;

2. 在整个压力恢复过程中, 假定所有井 (A~E) 的平均水柱高度为 363ft, $\Delta t_p=67d$ 。

表 7 A、D、F 井压力恢复数据

| 井 | $t_p^{①}$ (d) | Δt (d) | 测量的套压 (psia) | 计算的射孔段中部深度压力 (psia) |
|---|---------------|----------------|--------------|---------------------|
| A | 209 | 98 | 1069 | 1303 |
| | | 141 | 1120 | 1361 |
| | | 157 | 1131 | 1373 |
| D | 267 | 98 | 810 | 996 |
| | | 141 | 836 | 1025 |
| | | 157 | 843 | 1033 |
| E | 251 | 98 | 816 | 1090 |
| | | 141 | 848 | 1127 |
| | | 157 | 859 | 1139 |

①总产出量除以最后产量 (最后 10 天)。

表 8 1975 年用静重仪和回声仪测到的液面深度和井口压力

| 井 | 日期 | 油管压力 (psia) | 套管压力 (psia) | 套管液面深度 (ft) |
|---|----------|-------------|-------------|-------------|
| A | 8/20/79 | 1069 | 1069 | 5379 |
| | 10/2/79 | 1118 | 1120 | 5379 |
| | 10/18/79 | 1112 | 1131 | * |
| B | 6/30/79 | * | * | 5615 |
| | 10/2/79 | 943 | 1035 | 5611 |
| | 10/18/79 | 953 | 1050 | * |
| C | 6/30/79 | * | * | 4945 |
| | 10/2/79 | 983 | 986 | 4949 |
| | 10/18/79 | 994 | 996 | * |
| D | 8/20/79 | 561 | 810 | 5115 |
| | 10/2/79 | 550 | 836 | 5115 |
| | 10/18/79 | 541 | 843 | * |
| E | 8/20/79 | 816 | 816 | 5410 |
| | 10/2/79 | 851 | 848 | 5410 |
| | 10/18/79 | 859 | 859 | * |
| F | 10/2/79 | 623 | * | * |
| | 10/18/79 | 630 | * | * |

* —— 未测量。

射孔段平均中部深度的压力 p_m 由下式计算:

$$p_m + p_s + (25 \times 10^{-6} p_s / \text{ft}) H_g + (0.44 \text{psi} / \text{ft}) H_w$$

(rafc 和 HawkKins, 1959 年)

式中 p_s ——井口压力, psia;

H_g ——水面以上气柱高度, ft;

H_w ——射孔段平均中部深度以上的水柱高度, ft.

A、D、E 井用其套管压力来代替 p_s , 因为确定液面是用套压而不是油压, 并且 B、C、F 井没有测量早期的油压。后面这些井, 其计算的油管 H_w 值用作 p_m 的早期近似值。

由于在 G 井中不能测量液面, 因此, 为了计算 p_m , 而给定平均水柱高度的 364ft。其他 5 口井的水柱高度为 187~695ft。

七、含气储层的孔隙体积

为了根据压力和产气量资料来估算含气层的孔隙体积, 在最后关井阶段用平均气藏压力来近似代替。所用方法是 Matthews 和 Russell (1979 年) 推荐的方法, 即由 Horner 曲线得到 p^* , 由典型曲线求得 $p^* - p$, 由该差值得到 \bar{p} 。正如 Matthews 和 Rnssell 所指出的, 在致密气藏中, 由 Horner 曲线直接得到 \bar{p} 所需的关井时间太长, 因而代价是高昂的。A 井和 B 井的 Horner 曲线作为实例见图 3 和图 4。B 井的曲线 (C 井和 F 井也很典型), 至少显示出

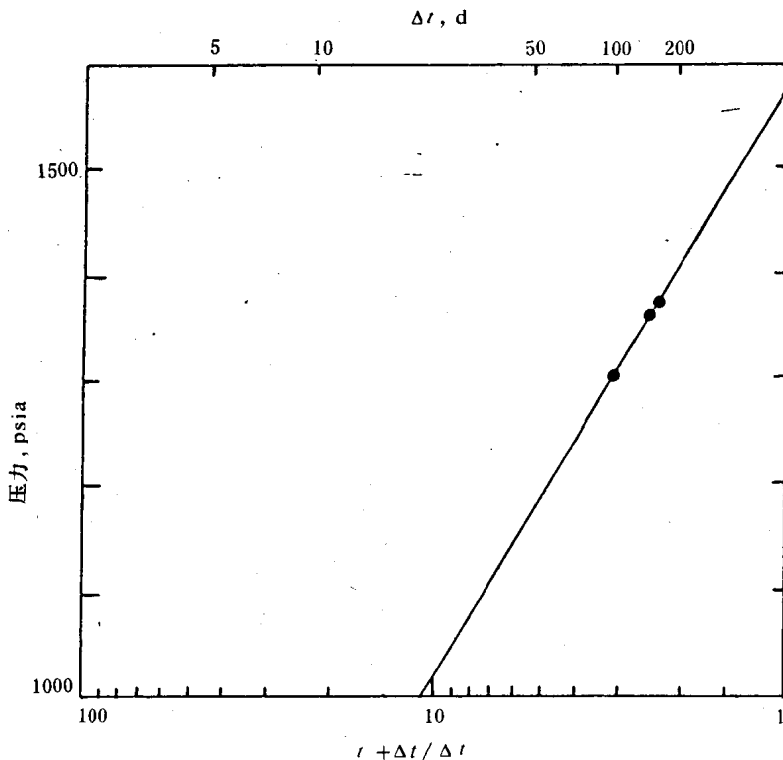


图 3 A 井压力恢复曲线图

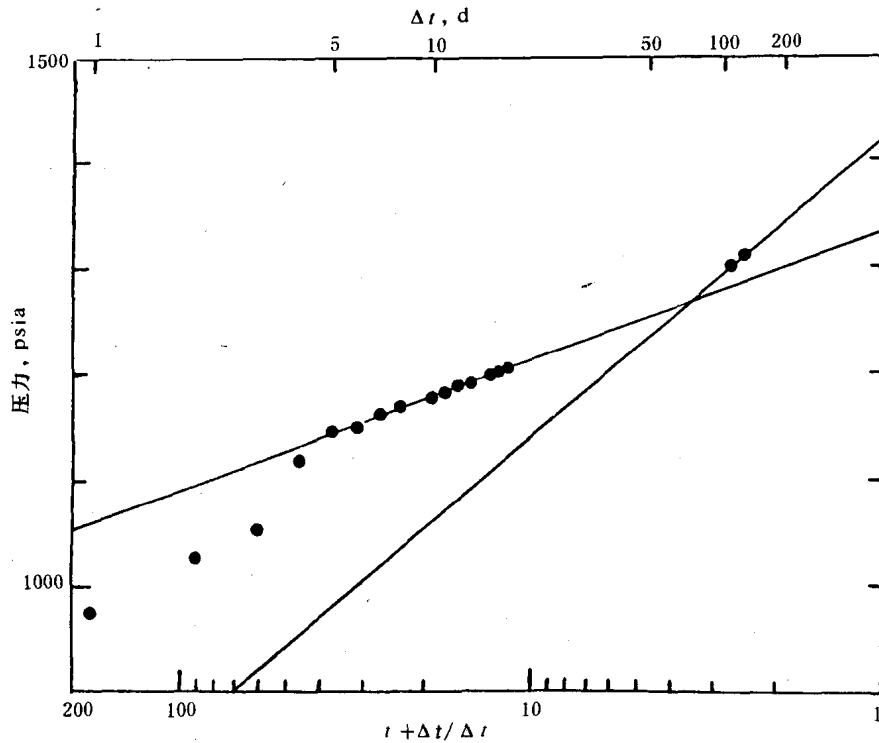


图4 B井压力恢复曲线图

两条不同斜率的直线，一条在 Δt 值为 5~15d，另一条较陡斜率的直线，其 Δt 值大于 100d，A、D 和 F 井仅仅显示了最后的斜率。

平均气藏压力的估算值见表 9，表中同时列出计算所需的其他参数值。对每口井来说，这些不同的参数值用以下方法计算：

ϕ_g ——由测井计算得到的全部砂层的平均值；

A ——整个油藏的平均面积（按砂岩厚度加权），假定宽度 = 22 × 砂岩总高度，长度 = 10 × 宽度；

t_p ——生产阶段的产气量除以最后 10 天的产量；

μ 、 c_g 、 c_w 、 c_f ——(Eriougher 1977 年)；

c_t —— $s_g c_g + s_w c_w + c_f$ ；

p^* ——Horner 曲线外推到 $t + \Delta t / \Delta t = 1$ ；

k ——由 Horner 曲线最后的斜率求出；

$\frac{p^* - \bar{p}}{m / 2.303}$ ——气藏长宽比为 5 : 1 的典型曲线 (Matthews 和 Russell, 1967 年)；

m ——Horner 曲线的最后斜率。

从表 9 中看出，所得到的平均压力值非常接近于 p 值，它们的范围从 912 到 1518psia。用原始油藏压力的百分数来表示，其范围为 41% 至 67%，平均为 53%。

表9 平均气藏压力 (1979年6月)

| | A | B | C | D | E | F |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| ϕ_g (分数) | 0.066 | 0.064 | 0.052 | 0.050 | 0.053 | 0.045 |
| \bar{A} (10^6ft^2) | 4.0 | 3.6 | 2.5 | 1.8 | 2.3 | 6.1 |
| c_p (h) | 5016 | 4320 | 2496 | 6408 | 6024 | 1608 |
| μ (c_p) | 0.0155 | 0.0152 | 0.0155 | 0.0145 | 0.0151 | 0.0144 |
| c_g ($\text{psi}^{-1} \times 10^{-6}$) | 723 | 776 | 776 | 970 | 806 | 1090 |
| c_w ($\text{psi}^{-1} \times 10^{-6}$) | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 |
| c_f ($\text{psi}^{-1} \times 10^{-6}$) | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 | 5 |
| c_t ($\text{psi}^{-1} \times 10^{-6}$) | 340 | 364 | 364 | 453 | 378 | 508 |
| p^* (psia) | 1572 | 1427 | 1525 | 1146 | 1288 | 925 |
| k (md) | 0.025 | 0.021 | 0.009 | 0.055 | 0.036 | 0.012 |
| $\frac{0.000264kt_p}{\phi_g \mu c_t \bar{A}}$ | 0.023 | 0.020 | 0.008 | 0.157 | 0.082 | 0.002 |
| $\frac{p^* - \bar{p}}{m / 2.303}$ | 0.23 | 0.23 | 0.10 | 0 | 0.10 | 0.10 |
| m (psi 对数周期) | 542 | 293 | 393 | 262 | 352 | 295 |
| $m / 2.303$ | 235 | 127 | 171 | 114 | 153 | 128 |
| $p^* - \bar{p}$ (psi) | 54 | 30 | 17 | 0 | 15 | 13 |
| \bar{p} (psia) | 1518 | 1397 | 1508 | 1146 | 1273 | 912 |

原始压力见表2, 累积产气量见表1。表9中所示的1979年6月的 \bar{p} 值, 用来求 p/z 累积产气量的关系曲线 (craft 和 Hawkins, 1959年)。天然气的原始地质储量由曲线与横坐标的交点得到 ($\bar{p}/z=0$)。这些值都列在表10上。表中还给出了含气的储层体积和计算所需的参数。

由表10看出, 估算的含气储层体积为 $5.1 \sim 18.9 \times 10^6 \text{ft}^3$ 。单位厚度体积 (每 ft 有效厚度的体积) 为 $70000 \sim 370000 \text{ft}^3$, 平均为 240000ft^3 。

表10 根据压力 / 产量分析的储层含气孔隙体积

| | A井 | B井 | C井 | D井 | E井 | F井 |
|-----------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| 储层产气量 (10^{10}ft^3 (标)) | 2.64 | 1.17 | 1.95 | 2.95 | 2.80 | 0.75 |
| 原始油藏压力 (psia) | 2254 | 2625 | 2696 | 2317 | 2575 | 2203 |
| 初始 z | 0.86 | 0.86 | 0.86 | 0.86 | 0.86 | 0.86 |
| 油藏温度 ($^{\circ}\text{R}$) | 617 | 620 | 617 | 614 | 619 | 616 |
| 计算的含气储层体积 (10^6ft^3) | 17.5 | 6.7 | 10.8 | 18.9 | 16.3 | 5.1 |

如果以前的生产和关井期间得到的附加压力数据是可用的, 那么应用叠加原理会进一步完善估算结果。这种分析方法将导致稍高的 p^* 值, 因此可得出较高的储层体积计算结果 (Carrter, 1980年)。

八、整个储层的视渗透率（径向流原理）

储层的视渗透率使用 Horner 曲线的最后斜率计算。可以看出，由于这些地层的特定几何形状，因此这些渗透率值仅仅是视渗透率值。储层基质本身的平均渗透近似值在下一节中介绍。

视渗透率以及用来计算视渗透率的参数见表 11。上述计算方法是 Matthews 和 Russell 提出的 (Matthews 和 Russell, 1967 年)。计算的渗透率值为 0.009~0.52md，平均值为 0.025md。

表 11 储层视渗透率

| | 井 A | 井 B | 井 C | 井 D | 井 E | 井 F |
|---------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| T ($^{\circ}R$) | 617 | 620 | 617 | 614 | 619 | 616 |
| p^* (psia) | 1572 | 1427 | 1525 | 1146 | 1288 | 925 |
| p_{wf} (psia) | 898 | 923 | 980 | 808 | 852 | 725 |
| $p^* p_{wf} / 2$ (psia) | 1235 | 1175 | 1253 | 977 | 1070 | 825 |
| T_r | 1.71 | 1.72 | 1.71 | 1.71 | 1.72 | 1.71 |
| p_r | 1.84 | 1.75 | 1.87 | 1.46 | 1.60 | 1.23 |
| z | 0.90 | 0.90 | 0.90 | 0.92 | 0.91 | 0.93 |
| B_g | 0.0127 | 0.0134 | 0.0125 | 0.0163 | 0.0148 | 0.0196 |
| q ($10^3 \text{ft}^3 / \text{d}$) | 113 | 75 | 41 | 115 | 105 | 16 |
| μ (cp) | 0.0155 | 0.0152 | 0.0155 | 0.0145 | 0.0151 | 0.0144 |
| m (psi 对数周期) | 542 | 293 | 393 | 262 | 352 | 295 |
| Kh (md-ft) | 1.19 | 1.51 | 0.59 | 3.01 | 1.94 | 0.44 |
| h (ft) | 47 | 103 | 63 | 58 | 54 | 31 |
| K (mD) | 0.025 | 0.015 | 0.009 | 0.052 | 0.036 | 0.014 |

九、储层基质渗透率近似值

由于这 6 口井靠近透镜体的一边，至少好几个透镜体产层被这些井钻遇，又由于水力裂缝的向外扩展的结果，因此，在储层压力恢复时，透镜体的某一侧反应得最早（最多只几天时间）。

压力恢复可以期望是向井流动（大约为 180° 的扇形）的一个函数。当压力不稳定过程触及储层的另一边时，在此过程沿储层长轴向下线性推移的情况下，假定出现真正的近似线性流，这种流动状态被解释为是由于 Horner 曲线上的最后斜率造成的。

借助于这个模型可以假定，如果不是流入裂缝的线性流和裂缝内部的线性流（假定裂缝具有无限导流能力），那么在压力不稳定过程到达储层第二个边以前，压力恢复曲线斜率将是最后斜率的 $1/2$ (Cinco 和 Samaniego, 1978 年)。还有，如果不是裂缝影响，那么在压力不稳定过程到达第一个边以前，曲线斜率将期望为最后斜率的 $1/4$ 。借助这个模型，并在这些假定下，近似计算了储层基质的平均渗透率，列于下表。这些渗透率值是表 11 中的值的 4 倍。