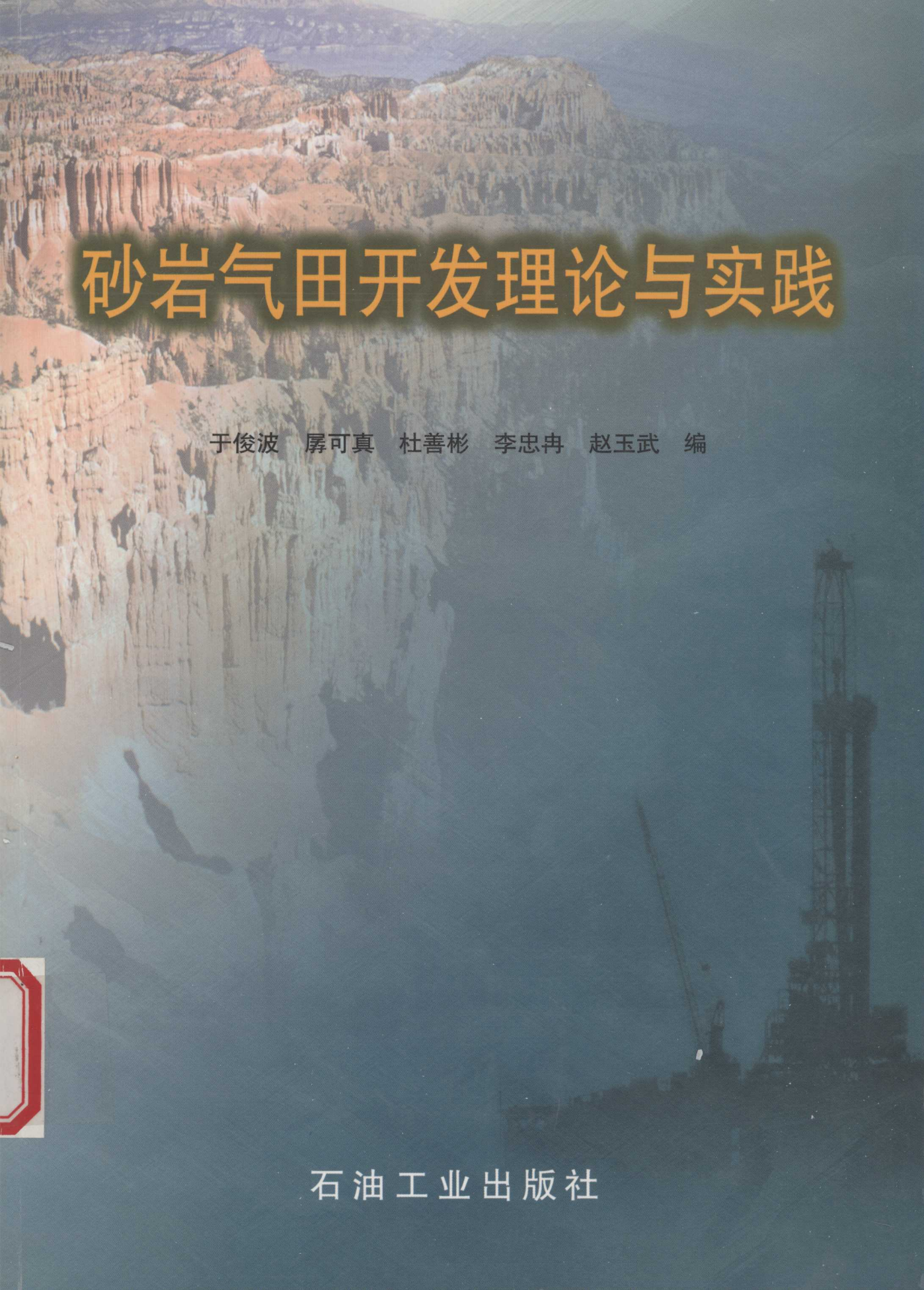




砂岩气田开发理论与实践

于俊波 孱可真 杜善彬 李忠冉 赵玉武 编



石油工业出版社

砂岩气田开发理论与实践

于俊波 孱可真 杜善彬 李忠冉 赵玉武 编

石油工业出版社

内 容 摘 要

本书通过对砂岩气藏开发特征及指标预测、气藏开发的数值模拟方法、气井生产系统产点分析等理论的探索和深入研究,更进一步发展了气藏的开发理论。同时较好地应用有关砂岩气藏开发实践指导了气田的合理有效开发,对砂岩气田开发起到指导性的作用。

本书可供从事砂岩气田开发与开采的工程技术人员及有关研究人员参考,也可作为石油高校有关专业师生的学习参考用书。

图书在版编目(CIP)数据

砂岩气田开发理论与实践/于俊波等编.

北京:石油工业出版社,2003.11

ISBN 7-5021-4448-X

I. 砂...

II. 于...

III. 砂岩油气田-气田开发-研究

IV. TE37

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2003)第 101808 号

石油工业出版社出版

(100011 北京安定门外安华里二区一号楼)

北京华正印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092 毫米 16 开本 7.5 印张 190 千字 印 1-500

2003 年 11 月北京第 1 版 2003 年 11 月北京第 1 次印刷

ISBN 7-5021-4448-X/TE·3118

定价:18.00 元

目 录

第一章 砂岩气田的开发特征及指标预测	(1)
第一节 气田开发的基本规律	(1)
第二节 储层平面非均质性对气藏开发动态的影响	(7)
第三节 气田开发指标的预测	(10)
第四节 孔隙砂岩气藏储量计算	(13)
第五节 致密砂岩气藏水驱动态采收率	(17)
第六节 边底水疏松砂岩气藏合理产量的标定	(21)
参考文献	(24)
第二章 气藏开发的数值模拟方法	(25)
第一节 气藏数值模拟方法概述	(25)
第二节 模型的数学提法	(26)
第三节 方程的离散化与网格的划分	(28)
第四节 气藏模拟	(30)
参考文献	(35)
第三章 气井生产系统节点分析	(36)
第一节 气井生产系统分析	(36)
第二节 气井流动特性分析	(38)
参考文献	(41)
第四章 海上高中渗透砂岩气藏开发实践	(42)
第一节 北海莱曼气田的开发特点	(42)
第二节 莱曼气田开发的成功经验和教训	(50)
第三节 高中渗透砂岩气田的最佳开采模式	(53)
参考文献	(69)
第五章 低渗透砂岩气藏开发实践	(71)
第一节 与中原油田文中沙四气藏相似的国外气藏开发实践	(71)
第二节 国内两个浅层气藏的开发实践	(87)
第三节 低渗透砂岩气藏最佳开发模式	(92)
参考文献	(114)

第一章 砂岩气田的开发特征及指标预测

第一节 气田开发的基本规律

一、气田开发的特点

(一) 气田开发与油田开发的区别

影响渗流特征的因素，主要是流体的性质和渗流的空间。原油的粘度一般高于天然气 2~3 个数量级，天然气具有可压缩性，这些特点对气田开发有很大影响，表现为：

(1) 储气层物性一般比油层差。因此，油气兼探时，气层污染和识别水平是长期以来影响气层发现的重要原因。

(2) 气田井距一般较大，开发井数少，增加了对气藏认识的难度。

(3) 衰竭式开采是弹性气驱气藏最佳开发方式（采收率可达 70% ~ 90%）。与油田注水、保持压力的最佳开采方式有不同的开发程序、井网部署、层系划分原则和完全不同的开采动态特征以及工艺技术。

(4) 天然气具有可压缩性，开采时具有比油井更高的渗流速度，可出现紊流和惯性力。因此，天然气渗流方程不同于油藏。凝析气田开发要考虑组分的变化。

(5) 气藏开发要求更严格的气层保护和更强化的气层改造技术（世界上特大型的压裂施工都是在气田上进行的）。随着气层压力下降，增加了气田后期开发的困难，当气层压力低于静水柱压力时，钻井和修井易漏失工作液，严重污染气层，致使一批新完钻的调整井不产气；同时，由于后期压力低，外输气困难，需要增压开采。因此，气田开发更需做好一次布井、高质量完井和相应的采气工艺。

(6) 由于天然气贮存的困难，市场更直接制约气田开发，因而气田开发直接依赖于市场的需求。气田的开发规模、稳产期必须与市场用气计划相衔接，上下游同步建设。

(二) 我国气田的基本特点

我国现有气田 125 个，探明地质储量 $1.1 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，年产天然气 $160 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中气井年产气 $95 \times 10^8 \text{m}^3$ ，油井伴生气年产气 $65 \times 10^8 \text{m}^3$ 。在我国已发现的气田中，四川盆地有 89 个，占 71%，年产气量占全国气井产气量的 78%。其他 36 个气田分散在 10 个油气区，除陕中大气田、柴达木盆地的台南、涩北一、涩北二、涩北四气藏、吐哈的丘东及塔里木牙哈等气田具有一定含气面积、构造较完整外，多数属于复杂断块及岩性控制的小气田和油田的气顶气。我国已发现的气田地质条件有如下特点。

1. 气田小而分散

已发现的气田中，地质储量大于 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 的气田仅 2 个；储量为 $300 \times 10^8 \sim 500 \times 10^8 \text{m}^3$ 的仅 6 个，大于 $100 \times 10^8 \text{m}^3$ 的气田也不过 14 个。气田储量小、分散，必将增加开发建设投资，影响经济效益。前苏联总共发现气田 1500 个，其中地质储量大于 $1000 \times 10^8 \text{m}^3$ 的就有 51 个，总地质储量高达 $39 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，平均每个气田储量为 $7600 \times 10^8 \text{m}^3$ 。实际气田中还有 8 个地质储量超过 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，一个气田的地质储量就相当我国当前总探明储量，年产

量高于我国气田总产量。因此,我国天然气工业的发展,应重视大、中型气田的勘探。

2. 气层物性差

我国已发现气田的储层物性一般较差,绝大多数气田储层岩性为碳酸盐岩,基本上是以低孔隙为储气空间,微细裂缝为渗流通道。一般孔隙度在 5% 左右,有效渗透率低于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。如四川盆地早期开发的威远震旦系气藏,平均孔隙度仅 2.2%,有效渗透率为 $2.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,四川盆地相对储层物性最好的是石炭系,平均孔隙度为 6%,有效渗透率为 $5 \times 10^{-3} \sim 100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。四川气田平均单井的产气仅为 $2.4 \times 10^4 \text{m}^3$,近几年来鄂尔多斯盆地新发现的陕中大气田,储层孔隙度为 0.2%,有效渗透率也仅为 $1.46 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。前苏联气田储层孔隙度一般在 20% 左右,渗透率大于 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的占 51%,一般气井单井日产均大于 $90 \times 10^4 \sim 100 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

3. 以多裂缝、多断块、复杂岩性气藏为主

我国气田一般较小,储层通常被多个裂缝、断层、岩性分割,形成不同水动力学系统,彼此储层物性、气水关系及开采特征不同。此类气田已占气田总数的 76%,每个独立开发单元的地质储量平均不到 $1 \times 10^8 \text{m}^3$,往往一口井就是一个开发单元。

4. 气藏埋藏深

我国井深大于 3000m 的探明储量占总探明储量的 55.2%,而美国、前苏联气井井深都在 2000m 左右。

5. 含硫气藏多

我国主要气田天然气均含一定量(1%~4%)的硫化氢,不脱硫不能外供销售,但回收硫磺量少,故经济效益低。

我国气田这些特点造成在开发同等储量和产量时,需要投资大,管理费用高。同时也是由于这些特点使我国的气田开发技术得到不断锤炼和提高。

二、气田开发的基本规律

(一) 取全、取准每口探井的静动态资料,早期识别储层类型、驱动类型是开发好气田的基础

天然气具有采用稀井(大井距)开发的条件,增加了认识气藏的难度。气藏基本特征和驱动类型的认识错误,会导致气田开发方案和建设的严重失误。相国寺、威远、文 23、汪家屯等气田开发过程正反两个方面的经验,充分反映了储层类型和驱动类型对气田开发全过程的重大影响。

相国寺石炭系气藏,1977 年在第一口井探井获工业气流后,一方面补做地震多次覆盖剖面,重新解释地震资料,结合探井钻井数据,基本搞清了构造形态和断层分布,明确了圈闭类型;另一方面,对所有探井、详探井的石炭系进行了全层系取心,每口井均做了较先进的全套系列测井。第一口探井相 18 井完井测试后及时输入试采,相继 3 口探井出气后关井,了解井间连通水动力学系统。这一四川盆地首次发现的石炭气藏,由于每口井探井资料录取齐全、详探与试采相结合,仅在第一口探井产气后的两年间,就基本搞清了储层的性质,确定了气藏的驱动类型,使容积法储量与动态储量基本一致。依靠顶部气井生产、控制边水推进,使气藏在设计生产规模下,连续稳产 8a(现采出程度已达 87%,预计最终采收率可达 90% 以上),取得了很好的开发效果。威远震旦系气藏生产被动的教训,从反面说明了早期对气藏储层类型和驱动类型认识的重要性。威远震旦系气藏的开发,正处于“十年动乱”期间。由于取心不系统(在震旦系白云岩厚达 650~700m 的条件下,单井取心 15~

20m, 收获率仅 16% ~ 40%), 加之当时开发气田经验不足, 采用的技术手段不能适应地质条件, 原有的常规测井系列只能作定性解释, 而储层特征主要是依据乐山震旦系地面剖面的描述。尽管外围已有 8 口井产水, 在含气范围内有 30 口井钻到水层, 但水层取资料仍很少。开采初期错误地认为气藏为弹性气驱类型, 从而导致地质储量计算值高于后期证实值的 4 倍, 开发方案设计生产规模也高出 3 ~ 4 倍。开采初期气井采用大压差生产 (最高达 15MPa 左右), 当采出程度达 2.8% 时, 气井就开始见水, 生产 8a 后气藏全面水窜, 年产气量远低于设计指标, 年递减率高达 32.6%。20 世纪 80 年代, 重新补打了取心井, 进行了系统全取心 (收获率高达 90% 以上), 应用了国外先进的孔隙度测井系列、裂缝识别测井系列以及生产测井; 应用了现代化试井技术、数值模拟技术; 逐步认识到属裂缝—孔洞型底水气藏。基本搞清了底水的封闭性和水侵能量, 重新计算了天然气储量、水体储量, 从而控制了生产压差和采气速度; 开展了大规模排水采气, 且预计这些措施可提高采收率 9%。但是, 由于已为时过晚, 气藏在采气速度 1% 条件下, 仅稳产了 3a。经分析认为: 气藏已形成多个水封死气区, 虽然地下仍剩余地质储量 $220 \times 10^8 \text{m}^3$, 但开采难度已很大。威远震旦系气藏开采的教训是深刻的, 提示人们采用新技术早期正确识别储层类型和驱动类型对气田开发的重要性 (中国科学院南京土壤研究所, 1978)。

(二) 有效利用气藏压力是提高气田经济采收率和高效开发的重要途径

合理开发气田, 实质上就是要充分有效地利用天然气弹性能量。天然气由高压到低压, 由于体积成倍增大, 理论上可采出全部天然气。实际上由于储层的非均质性、渗流阻力、采气工艺技术水平以及废弃压力的限制, 采收率比理论值低。

在天然气开采中, 应尽量降低无效的能量损失。能量损失主要由三部分组成: 气层的渗流阻力、气井井筒举升天然气所造成的压力损失以及天然气流经地面流程、装置的压力损失。在合理的采气速度下, 如这几部分损失的压力达最小, 将会取得最高的采收率。

(1) 气层中的压力损失主要由气层渗流能力决定。有效渗透率高, 渗流阻力小, 消耗的能量小, 表现出生产压差小, 稳产期长, 采出天然气多。相反, 有效渗透率低, 生产压差大, 稳产期短, 采收率低, 经济效益差。卧龙河 $T_{1j1}^5 \sim T_{1j3}^4$ 气藏轴部高渗区 ($5 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 生产压差为 0.2 ~ 1MPa, 仅消耗原始地层压力 4.3% 左右; 而翼部低渗区 (小于 $5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 生产压差高达 5 ~ 10MPa, 消耗掉地层压力 20% ~ 40%。为了降低渗流阻力, 主要应采取:

①改造气层, 降低生产压差, 这已成为低渗气田开发的重要工艺技术。据卧龙河气田 $T_{1j1}^5 \sim T_{1j3}^4$ 气藏 6 口井统计, 酸化不仅使日产量由 $6.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 提高到近 $50 \times 10^4 \text{m}^3$, 而且生产压差减小了 4 ~ 5MPa, 使渗流阻力消耗的地层压力由原 40% 下降到 21% 左右。

②确保天然气在气层中单相渗流, 保持高的气相渗透率。卧龙河气田 $T_{1j1}^5 \sim T_{1j3}^4$ 气藏气水相渗透率曲线明显反映出水相渗透率达 0.1 时, 气相渗透率已等于零。威远气田 5 口井产水前后试井结果表明, 平均无阻流量下降 40%。为此气田开发最重要的技术措施就是防止边、底水侵入气藏。

③降低气井井眼附近的渗流阻力, 强化气层保护和气井的完井工艺。井眼附近形成的压降漏斗比油井更为严重。荷兰格罗宁根高产大气田, 单井产量高达 $250 \times 10^4 \text{m}^3$, 为了降低井眼附近过大的压力损失, 采取了 8 ~ 10 口井集中钻井组井 (相当于一口特大直径井) 达到扩大井眼直径、降低能量损失的目的。

④气井产量应控制在产气方程曲线的直线段, 防止由于采气量过高而造成渗流处于较

大阻力的非直线段。为此，应重视气井定期试井，以监测流态的变化，并调整气井的产量。

(2) 根据天然气垂直管道流动方程看出，影响井筒压力损失的主要因素是油管直径和井深以及气柱的相对密度和流态。法国拉克气田具有高的有效渗透率，生产压差仅为原始地层压力的 0.7%；井筒损失占原始地层压力的 29%，在气田投产后 7~8a 就需要上压缩机生产。为了有效利用地层能量，在集中解决了硫化氢防腐问题后，放大了生产管柱尺寸（以 $\phi 127\text{mm}$ 套管生产），使井筒压差由 19.8MPa 下降到 0.4MPa（仅占原始地层压力的 0.6%），井口油管压力由 34.5MPa 上升到 54MPa，稳产生产了 22a，稳产期采出程度达 80% 左右，取得了很好的技术经济效益。我国气田开发基本上都使用 $\phi 88.9\text{mm}$ 油管，井筒损失一般都占原始地层压力的 16%~20%，尤其是气井产水后，井筒损失更大。据威远气田统计，当气水比达 $9\text{m}^3/10^4\text{m}^3$ 时，井筒压降由原产纯气时 6MPa 上升到 10.1MPa，造成采收率低，经济效益低。

(3) 根据地下和地面综合技术经济优化指标，确定合理的外输压力。气田开发从上游到下游是一个关系紧密的系统工程，外输压力愈高，外输管径愈小，投资就愈小。但这却会造成气田过早上压缩机，并且使废弃压力提高。因此，外输压力的确定，必须是地质与工程，技术与经济，生产与市场的结合。我国主要产气区四川地区大多数是中、小型复杂裂缝性气田。新老气田交叉，新老气井交错，统一的外输压力必然造成一些低压井外输天然气困难，被迫大批增建增压站。罗马尼亚主要产气区特兰西尼亚盆地，为了适应这种情况，采用了 4MPa、2.5MPa、0.9~1.4MPa 三套管网，使更多气井延长了生产期，取得了较好开发效果。

(三) 在高渗区集中布井是非均质气藏合理的布井方式

非均质气田单井产量差别很大，一般气田低渗透区多分布在边部或翼部，这些地区气井产量低，通过对卧龙河 $T_{1j1}^5 \sim T_{1j3}^4$ 非均质气藏开发历程的剖析和渗流机理研究，从实践和理论上否定了非均质气藏均匀布井、均衡开发的传统观念。

卧龙河 $T_{1j1}^5 \sim T_{1j3}^4$ 非均质气藏在构造不同部位可划分出高渗透区和低渗透区，气井分别为高产井和低产井。气藏共有气井 33 口，经 20 年的开采，采出地质储量近 80%，其中 98% 的气量是由轴部高渗透区 14 口气井产出的。轴部高渗透区气井无阻流量都在 $100 \times 10^4\text{m}^3$ 以上，生产压差仅 0.3MPa。而边部井无阻流量仅 $2 \times 10^4 \sim 5 \times 10^4\text{m}^3$ ，单井日产气低于 $1 \times 10^4\text{m}^3$ ，生产压差高达 2~10MPa，产量递减快，不能连续生产。据气藏压力观察，翼部观察井压力随轴部高渗透区采气而下降。同时开采过程中压降储量不断增加（1977 年全气藏累计产气 $14.78 \times 10^8\text{m}^3$ 时，计算压降储量为 $128 \times 10^8\text{m}^3$ ；1986 累计产气 $81.5 \times 10^8\text{m}^3$ 时，计算压降储量为 $146.6 \times 10^8\text{m}^3$ ；1990 年累计产气 $102.7 \times 10^8\text{m}^3$ 时，压降储量达到 $159.6 \times 10^8\text{m}^3$ ），此说明低渗区天然气不断地向高渗区补充。

应用数值模拟技术，在气藏不同渗透区重新进行不同布井方式和气井数的优化研究，发现在轴部高渗区集中布井，不仅可少井高产，而且随开采时间的延长，使高低渗区出现较大压差，促使低渗透区的天然气向高渗透区渗流。该研究结果表明，非均质性气藏高渗透区布井可以采出大量低渗透区天然气。我国绝大多数气藏储层都表现出明显的平面非均质性，如威远震旦系气藏，在构造顶部裂缝发育，是主要产气区。该气藏顶部气井占全气田井数的 25%，而累计产气量却占全气藏采气量的 83%。初期产气大于 $30 \times 10^4\text{m}^3$ 的井有 16 口，全都位于裂缝发育的高渗透区。均匀分布在低渗透区的 53 口井均为低产气井或非工业气井，这种低效井占气田总钻井数的 60%。

采用集中高渗透区布开发井原则, 在一些新气田开发应用中取得了好的效果。四川平落坝香二气藏应用该布井原则, 减少钻井 6 口, 减少投资 5800 万元, 同时延长稳产期 2a, 多采气 $4 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上; 另外, 在四川川东地区大池干、铁山、七里峡等构造进行勘探, 应用该布井原则, 使钻井成功率由 40% 提高到 70% 以上。这种布井原则为我国稀井广探、少井高产、高效勘探开发气田起到重要作用。

(四) 排水采气是封闭性水驱气田提高采收率的重要技术

前苏联奥伦堡大气田, 属裂缝—孔隙性碳酸盐岩水驱气田, 1974 年投产不久发生了严重的水侵。针对此问题, 该国家科技人员在室内进行了岩心一维和三维毛细管渗吸、径向水驱气以及高压水驱气采收率研究, 发现水驱气的主要特征是水淹区内封闭气量较大, 在大岩心实验中, 微裂缝能促使水选择性地从裂缝面向岩心中心运动, 增加了封闭气量; 此时封闭气须在发生膨胀且占据 50% 以上孔隙空间时才能流动。

绝大多数气藏的裂缝或大孔道是主要水窜通道, 水绕过低渗透、低孔隙带沿裂缝或大孔道推进, 故水驱气藏易形成低渗带死气区。这种“水锁效应”是造成水驱气藏采收率低于气驱气藏的主要原因。对威远震旦系底水驱气藏作水线以下岩心观察及室内水驱气机理研究认为: 水在裂缝或孔隙度大于 5% 以上的储渗体中流动, 储渗体呈透镜状分布, 从而底水沿垂直裂缝纵向上窜, 沿水平裂缝或高渗透的孔洞层横向水侵, 形成了不同部位、不同类型的产水特征和保持较高压力、不随全气藏累计采气量增加而下降的水封死区。因此, 具有边、底水驱气藏的合理高效开发, 最主要是防止水侵和排水, 保持天然气单相渗流。

世界各国对待有水气田都十分重视早期水文地质研究, 早期认识边底水的封闭性、水体能量、气水边界附近储层物性和岩性变化以及驱动类型, 以便决策气田开发总的开发原则和重大技术。具有底水的荷兰格罗林根大气田, 在开发早期, 专门钻了一些穿过气水界面用于高速开采的试验井, 以了解水体能量; 建立了底水观察井, 了解底水推进情况; 证实气水界面不移动, 气藏为弹性气驱类型。尔后, 他们增大了开发井气层的打开程序, 提高了采气速度和单井产量, 使整个开采过程顺利进行, 预计采收率可达 90%。同样, 我国具有边水的相国寺石炭系气藏, 由于早期重视边水能量和水侵监测, 应用数值模拟预测了水侵量, 采取了合理配产, 20 年来一直按弹性气驱气藏高产高效开采, 使采收率高达 90% 以上。

(五) 勘探开发一体化是开发好复杂中、小型气田的开发程序

由多裂缝系统、多个小断块或多个透镜储渗体组成的复杂气藏, 通常由多个互不连通且具有不同储层参数和复杂气水关系的水动力学系统组成。其特点表现为: ①每个水动力学系统一般含气范围小、储量小并具有封闭性; ②产能差异大、产量递减快; ③气田产量高低将随新投入的开发单元补充而波动。这类气藏的一个水动力学系统往往只有一口气井, 因此, 在勘探过程中就必须考虑经济有效地开发。

纳溪气田含气面积 2300m^2 , 自 1958 年第一口气井产气以来, 现有工业气井 44 口, 分布在 37 个裂缝系统中, 平均一个裂缝仅 1.2 口气井, 探明地质储量仅 $28 \times 10^8 \text{m}^3$ 。开发 34 年来经历了产量上升期、产量波动期和低压低产期, 其开发过程反映出这类气田开发的基本特点, 也揭示出一些基本规律。

(1) 充分应用地震精查、沉积相和现代试井新技术, 不断加深对构造形态、断层分布和岩性变化的认识, 是开发好复杂气田的基础。纳溪气田发现于 1958 年, 尔后开始投入开发。1967 年进行了地震精查, 新发现三个潜伏高点, 断层由 22 条增加到 66 条, 逐步搞清构造形态, 认识到构造受三组不同方向断层切割。在构造力的作用下, 脆性的石灰岩产生裂

缝, 又经地下水溶蚀形成溶孔、溶洞。通过干扰试井及动态法计算储量, 基本搞清了气田37个裂缝系统以及其分布和储量大小。如上实践说明在探井产气后立即投入开采, 再通过开采加深对气田的认识, 为进一步的勘探工作和部署探井提供了依据。这种“探”、“采”并进的过程, 使气田累计采气 $23 \times 10^8 \text{m}^3$, 采收率达到 80% 以上。同样, 大庆汪家屯气田在探井产气后, 经地震精查, 认为断层达到 102 条, 改变了原来北块为背斜构造的认识。通过气井试采、测井、沉积环境研究以及试井研究, 逐步搞清其砂体为透镜状分布, 从而又在已投产井中找到 8 口井的 22 个储气层、42 个气水同产层, 以及经压裂改造还可产气的 101 个气砂层和 10 个储气富集区。

(2) 精选探井井位, 使探井部署在高渗高产区, 这是开发好这类气田的关键。气田的地质条件, 一般表现为开发单元小, 每个开发单元仅有少量井, 甚至一口井就是一个开发单元。因此, 探井部署就是开发井部署。纳溪气田曾开辟均匀布井试验区, 钻井 8 口, 获气井 3 口, 钻井成功率仅 37%, 且所获气井也均为小产量气井, 开发单元为小裂缝系统。后来该气田针对多裂缝系统特征采用“三占三沿”布井原则, 精选裂缝发育部位布井, 钻井 35 口, 获工业气井 26 口, 发现 4 个较大裂缝系统和 12 口高产井, 使日产气量达 $30 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

(3) 勘探开发立足二级构造带, 进行成组气田多层开采和高压分输, 是复杂气田高效开发的途径。四川盆地已开发的多裂缝系统气田, 具有气田小、多产层、初产高、递减快的特点, 如长期仅着眼于一个产气层和一个局部构造的勘探和开发, 其结果必然造成钻井多、低效井多和地面建设浪费。纳溪气田仅 2300m^2 , 就钻有 67 口井。按高产稳产阶段产气量计算, 平均单井产量不足 $1 \times 10^4 \text{m}^3$, 单井控制储量超过 $1 \times 10^4 \text{m}^3$ 的井 12 口, 分布在 6 个裂缝系统, 其气井数仅占总气井数的 27%, 获得的储量占总储量的 70%。

纳溪气田地处四川盆地川东南坳褶带, 在区域构造力作用下, 形成多个次一级的构造带, 如形成的长垣坝构造带、牟家坪—宁家场构造带、荔枝滩—南井构造带、庙高寺—二里场构造带等。而在长垣坝构造带上, 有长垣坝、沈公山、打鼓场、五通场、太和场和旺隆等 6 个局部构造, 均为多裂缝系统、多产层小气田。该构造带总共钻井 55 口, 获气井 29 口, 获地质储量 $84.3 \times 10^8 \text{m}^3$, 高产稳产期年产气量为 $4 \times 10^8 \text{m}^3$ 。整个构造带的储量、产量仅相当于一个小型气田。实际主产气井仅为总钻井数的约三分之一。已开发的 30 个川南气田, 基本上均属多裂缝系统组成的小气田。每个气田地质储量平均为 $15 \times 10^8 \text{m}^3$ 。如着眼于构造带多个局部构造高产部位布井且多层分采, 按成组气田总体开发, 作相应区域地面流程设计, 同时考虑高压分输, 将会较大幅度减小钻井, 提高单井产量、简化流程。

(六) 严格控制水侵和有效防腐技术是含硫气田高效开发的保证

我国含硫气田 (含硫 2% ~ 4%) 气产量占全国气产量的 60%。四川盆地含硫天然气产量占总产量的 80%。含硫气井的抗腐蚀能力直接制约着气田的正常生产和开发期限, 从而影响采收率。对含硫气田开发, 除了采用有效防硫材料和措施外, 重要的是严格控制底水的侵入, 这是指导含硫天然气开发的基本原则。法国拉克气田含硫化氢高达 15%, 气田无边底水、高温、高压。在开采过程中, 控制气井井口温度高于生成水合物的临界温度, 提高了气井耐腐蚀寿命。四川威远底水气田, 含硫化氢 1.2% ~ 1.4%, 由于底水侵入, 造成气井腐蚀严重, 致使气井不能试井、测井和作业, 严重地影响了气田调整和提高采收率。

四川石油管理局近年研究发现, 在硫化氢分压达 2MPa 时, 国内外的一些油管材料抗腐蚀性明显降低, 电化学腐蚀速率增大, 应力腐蚀断裂时间加快; 在不同温度和二氧化碳分压下, 硫、硫化氢分压对硫化氢在水中溶解度以及材料的应力开裂腐蚀影响明显。

气井口压力直接关系着气田上压缩机的时机和效率,影响气田上的生产能力和采收率,故进站压力是一个关键的参数。卧龙河 $T_{1j1}^5 \sim T_{1j3}^4$ 含硫气藏于 1980 年生产,至 1985 年时,气井平均油压已下降到 7.78MPa,已接近脱硫厂要求的 6.4MPa 进口压力。于是,气田不得不变稳产为稳压降产,日产气量由 $222 \times 10^8 \text{m}^3$ 下降到 $146 \times 10^8 \text{m}^3$,同时被迫建设压缩机站。因此,含硫气田的开发必须地下地面紧密结合,应从气田开发总体效益来优化进脱硫厂压力。另外,含硫气田开发不仅需要重视天然气净化脱硫厂,还必须重视开发过程“三废”的治理,使外输天然气质量、含硫污水、脱硫厂废气均达到国家标准和环境保护要求。

第二节 储层平面非均质性对气藏开发动态的影响

储层宏观非均质性包括数量和形态两方面,即非均质程度和非均质分布特征。后者又可分为平面和垂向(层内、层间)非均质分布形态的变化。不同韵律型的厚油(气)层层内非均质和变化较大的薄互层层间非均质对气藏开采动态的影响千差万别。同样,储层平面非均质程度和分布特征的变化对油气藏开发指标的影响也各有不同,特别是单层开采、划分出多套开发层系或分段开采、逐段上返的油气藏,平面非均质性对开发效果的影响比垂向更为突出。下面利用 COMP3 数学模型,通过东海某气藏的实际研究对气藏平面非均质性影响开采动态的情况进行探讨。

一、平面非均质程度的影响

平面非均质性通常由砂岩钻遇率、连通系数和分布系数表示。这些参数对平面非均质大小揭示的准确程度一般与所研究油气藏已钻井井数成正相关关系。在勘探阶段,甚至到开发早期,用这些参数都难以清楚表示非均质性高低,因此,这里将渗透率变异系数(V_k)、渗透率指进系数(S_k)和渗透率级差(N_k)引申到平面中,认为渗透率变化是非均质性的集中表现。这 3 个参数引用到平面时的表达式为:

$$V_k = \sigma / \bar{K} \quad (1-1)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n h_i (K_i - \bar{K})^2 / [\sum_{i=1}^n h_i - 1]} \quad (1-2)$$

$$\bar{K} = \sum_{i=1}^n h_i K_i / [\sum_{i=1}^n h_i - 1] \quad (1-3)$$

式中 $\bar{K}$ ——油气藏(平面)平均渗透率;

n ——油气藏划分出的有效平面单元活节点数;

h_i ——平面上第 i 个单元(节点)的砂层厚度;

K_i ——平面上第 i 个单元(节点)的砂层渗透率;

V_k ——渗透率变异系数,它反映了样品偏离整体平均值的程度, $V_k \geq 0$, 该值越小,说明样品越均匀,非均质程度越小。

$$S_k = K_{\max} / \bar{K} \quad (1-4)$$

式中 S_k ——渗透率指进系数, $S_k \geq 1$, 数值越接近 1, 说明非均质程度越小。

$$N_k = K_{\max} / K_{\min} \quad (1-5)$$

式中 N_k ——渗透率级差, $N_k \geq 1$, 反映平面上渗透率变化幅度, 数值越接近 1, 平面非均

质程度越小。

为了计算平面非均质程度对气藏开发动态的影响,以高渗透带平行油藏长轴分布为例,设计了8种不同非均质程度的地质模型(表1-1)。模型根据东海某凝析气田实际地质数据建立,天然气组分见表1-2。PVT数据由该凝析气藏恒组分和定容实验资料,经PVT模型拟合再用于COMP3模型。网络节点 $71 \times 34 \times 2$,为不等距正交网格。储层岩石渗透率与孔隙度存在指数相关性。COMP3中可供选择的状态方程有Redlich-Kwong、Soave-Redlich-Kwong、Peng-Robinson(PR)、Sudkevitch-Joffe等7种,主要差别在于温度-体积关系的修正项上。Graboski认为SRK应用于碳氢化合物体系时,不需要考虑相互间作用力参数;而一旦有非碳氢化合物存在,相互间的作用力就会在很大程度上影响平衡态预测。Vidal和Elliott给出了Soave状态方程相互间作用系数的理论含义和定量规律。SRK状态方程及其修正式的精确性受限于蒸汽压力和气液平衡的计算,由之估算的体积不很准确。Peng-Robinson修改Redlich-Kwong状态方程,提出了能预测液体密度和蒸汽压力的方法。Stryjek和Vera注意到PR方程计算出的蒸汽压力与实验数据之间存在很大误差,且二者间的偏差对于 ω 因子较大的化合物在所有温度下都很大。当温度降低时,所有组分的误差都迅速增加。Jhaveri和Youngren在将PR方程用于油藏流体时发现气相压缩因子的误差范围在3%~5%左右,液相密度的计算误差为6%~12%。由于这次工作的重要评价指标之一是天然气体积,气藏组分表现出凝析气特征且含有 N_2 、 CO_2 成分,所以选择了PR方程。

表1-1 模型非均质程度计算统计表

模型号	Σ	V_k	S_k	N_k	K_{avg}	K_{min}	K_{max}	K_{mid}	备 注
1	24.26	0.29	1.41	2.0	84.9	60	120	80	高渗透带平行长轴
2	56.01	0.46	1.63	3.3	122.8	60	200	120	高渗透带平行长轴
3	80.05	0.55	1.73	5.0	144.9	50	250	150	高渗透带平行长轴
4	350.9	0.84	2.03	12.1	418.6	70	850	400	高渗透带平行长轴
5	54.77	0.46	1.67	3.3	119.5	60	200	80	高渗透带垂直长轴
6	58.24	0.47	1.62	3.3	123.15	60	200	180	高渗透带分散分布
7	56.01	0.46	1.63	3.3	122.8	60	200	120	高渗透带平行长轴,变组分
8	56.01	0.46	1.63	3.3	122.8	60	200	120	高渗透带平行长轴,变组分

表1-2 天然气组分摩尔分数统计表

模型号	CO_2	N_2	C_1	C_2	C_3	iC_4	C_4	iC_5	C_5	C_6	C_7^+
1~6	0.05335	0.0116	0.80747	0.04652	0.02871	0.01119	0.00815	0.00375	0.00271	0.00844	0.01808
7	0.05335	0.0116	0.75747	0.04652	0.02871	0.01119	0.00815	0.00375	0.00271	0.00844	0.06808
8	0.05335	0.0116	0.70747	0.04652	0.02871	0.01119	0.00815	0.00375	0.00271	0.00844	0.11808

模型1到模型4, V_k 变大, N_k 也变大,说明模型非均质性强。模拟计算结果表明,完全均质的理想气藏中,边水作为驱气动力,水驱波及体积大,天然气采收率比纯气藏还高。而实际气藏中,非均质普遍存在,边水指进大大降低了水驱波及体积,降低了采收率。非均质性强,稳产时间越短,采收率也越低。

从图1-1看出,非均质对气藏开采效果有较大影响。非均质程度以渗透率变异系数表

示，其他条件相同，非均质性越强，天然气采收率越低，累积（产出）水气比越高，渗透率变异系数与天然气采收率累积水气比之间都存在很好的相关性。值得注意的是，平面非均质分布特征不同，采收率等指标受非均质程度变化影响的大小也不同。经过简单计算可以知道，高渗透带平行气藏长轴分布时天然气采收率受非均质性影响的程度，比垂直气藏长轴分布大。

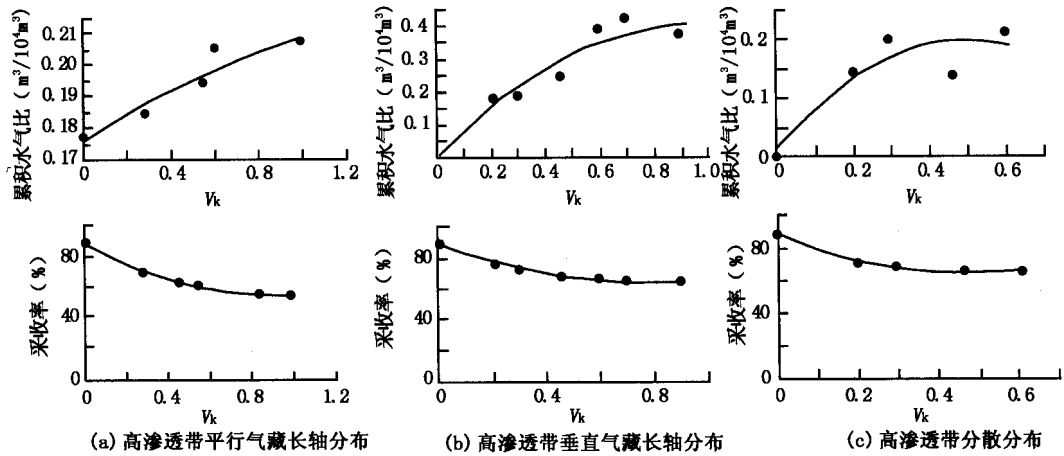


图 1-1 非均质性与天然气采收率、累积水气比关系曲线

二、高渗透带平面展布特征的影响

平面非均质储层中，高渗透带的分布特征对开发动态也有很大影响。以前述凝析气藏为例，由于海上作业费用高，勘探程度低，5.5km² 的含气面积仅有 1 口探井。气藏垂向非均质性尚可由该井测井资料取得，但平面非均质数据只有依靠地震资料推测，存在多解性，需要在数值模拟中作非均质性的敏感性分析。模拟计算结果表明，高渗透带气藏的非均质程度即使相同，开发指标也有很大差别。

在高渗透带平行气藏长轴分布且接近轴部时，边底水在沿生产井排推进的同时趋于沿构造低部位生产井指进，向渗透率较高、渗流阻力相对较小的构造高部位汇集，在构造低部位生产井之间留下范围较大、孤立分隔的“死气区”，水驱波及体积小，天然气采收率低。

在高渗透带垂直气藏长轴分布且气藏中部渗透性高的情况下，如果整个气藏各部位生产井同时生产，由于中部水侵速度大，边水沿气藏中部形成舌进。气藏中部水淹后，边水将从气藏边部和中部同时向翼部运动，低渗部位的生产井多向受效，水驱范围大，水洗时间长，天然气采收率高（表 1-3）。高渗透带分散分布时，水驱情况介于平行和垂直气藏长轴两种情况之间，天然气采收率也居中。

表 1-3 不同非均质分布特征气藏的开采指标统计

模型号	渗透率变异系数	无水生产时间 (a)	产气量降至初产 一半的生产时间 (a)	累积水气比 (m³/10⁴m³)	天然气采收率 (%)	凝析油采收率 (%)
2	0.46	3.8	7.0	0.207	63.61	58.9
5	0.46	2.7	8.0	0.244	67.95	55.3
6	0.47	3.0	7.8	0.140	67.27	57.5

随着气藏轻烃组分减少、重烃组分增加，其物性由气向油过渡，边底水气藏受非均质性影响的程度呈现变小趋势。表 1-4 是不同组分的边水气藏受非均质影响的数值模拟结果。查表 1-2 知道，模型 2 到模型 7 再到模型 8，重轻烃组分比变大，凝析油采收率提高，天然气采收率减少。非均质程度和非均质分布特征相同，重烃含量高的均质和非均质气藏天然气采收率差别减少，凝析油采收率差异增加，累积水气比有所提高但差别减少，说明不同组分的边水气藏受非均质性影响是有所差别的。

表 1-4 不同组分气藏受非均质性影响结果

模型号	渗透率变异系数	累积水气比 ($\text{m}^3/10^4\text{m}^3$)	天然气采收率 (%)	凝析油采收率 (%)
2	0	0.177	89.5	73.6
	0.46	0.207	63.6	58.9
7	0	0.205	86.9	74.6
	0.46	0.214	62.9	59.4
8	0	0.206	86.4	78.3
	0.46	0.207	62.6	61.8

三、结论

(1) 平面非均质性对边水开采动态有重要影响，渗透率变异系数 (V_k) 与天然气采收率和累积水气比 (N_w/N_g) 有很好的相关性。

(2) 平面非均质性分布对边水气藏开采也有很大影响。非均质程度相同，高渗透带平行生产井排或气藏长轴分布时天然气采收率最低；高渗透带垂直气藏长轴，天然气采收率较高；高渗透带分散分布的天然气采收率居二者之间。

(3) 气藏重组分含量越高，受非均质性影响越小。

(4) 气藏组分中含有非碳氢化合物时，选用 PR 状态方程可计算得到更准确的天然气体积和凝析体系相态特征。

第三节 气田开发指标的预测

气井系统试井资料表明，井底压力大于某一数值时，指示曲线为直线；而井底压力低于该值时，指示曲线为二次曲线。据此，结合气藏动态资料，推出了一套预测气藏开发指标的方法。该方法适用于气藏采出程度大于 5% 的中低渗透砂砾岩气藏，并在克拉玛依油田五区南克 75 井区上乌尔禾组气顶气藏得到了成功的应用。与数模预测方法比较，本方法简便快捷，结果可靠。

一、基本方法

(一) 基本原理

试井理论中，气井系统试井压力平方差 ($p^2 - p_{wr}^2$) 与产量 q_g (即指示曲线) 呈二次曲线关系。但现场试气结果表明，在气井井底流压大于某一值以前，指示曲线呈直线关系；气井井底流压小于某一值以后，气井指示曲线呈曲线关系，即系统试井指示曲线表现出：在井底流压下降过程中，当井底流压大于拐点压力时，产量的增加随压力平方差的增大呈线性关系；当井底流压小于拐点压力时，产量的增加随压力平方差呈曲线关系。

(二) 产能方程

根据这一理论可以得到气藏气井的产能方程:

当 $p > p_{wfr} < p_{wf}$ 时, 有:

$$q_g = k(p^2 - p_{wf}^2) \quad (1-6)$$

当 $p > p_{wfr} > p_{wf}$ 时, 有:

$$q_g = q_{gr} + c(p_{wfr}^2 - p_{wf}^2)^n \quad (1-7)$$

其中

$$q_{gr} = k(p^2 - p_{wf}^2) \quad (1-8)$$

当 $p < p_{wfr}$ 时, 有:

$$q_g = c(p^2 - p_{wf}^2)^n \quad (1-9)$$

式中 q_g, q_{gr} ——分别为日产气量、临界产气量, 10^4m^3 ;

p_{wfr}, p_{wf}, p ——分别为拐点压力、井底流压、地层压力, MPa;

c, n ——分别为方程系数、指数;

k ——采气指数, $10^4 \text{m}^3 / (\text{d} \cdot \text{MPa}^2)$ 。

(三) 方法步骤

根据以上原理, 结合气藏动态资料, 得出气藏产气量的预测方法, 其步骤如下:

- (1) 用系统试井资料建立气井的流入动态方程;
- (2) 用动态资料建立地层压力和累计采气量的关系;
- (3) 用生产测试资料计算出采气指数随地层压力的变化关系;
- (4) 若井的产量可以控制, 则井以满足气藏稳产的方式配产, 直到井底流压降到最低限后, 产量开始递减。

二、方法应用实例及评价

以克拉玛依油田五区南克 75 井区上乌尔禾组气顶气藏为例, 对五区南克 75 井区上乌尔禾组气顶气藏开发指标预测结果进行评价。

(一) 气藏基本情况

五区南克 75 井区上乌尔禾组气藏位于克拉玛依市东南约 25km 处, 于 1992 年 2 月克 75 井井喷时发现。上乌尔禾组底部构造形态为被断裂遮挡的单斜, 是一套下粗上细的正旋回的洪积扇顶沉积的砂砾岩气藏, 储层岩性主要为含砾不等粒砂岩, 孔隙以次生孔隙为主, 有效孔隙度为 11.48%, 有效渗透率为 $18.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。具有强水敏性、中等速敏性。

气藏为受构造—岩性控制的贫凝析气藏, 原始地层压力为 36.35MPa, 天然气相对密度为 0.596, 甲烷含量高, 为 93.5%, C_2^+ 含量较少, 为 4.9%; 非烃为氮气和二氧化碳, 含量为 1.6%, 不含 H_2S 。

该气藏自 1993 年投入开发以来, 共钻气井 7 口, 现有生产井 6 口, 其中克 75 井由于井喷无法控制生产, 一直敞喷。克 77、克 006 井生产一直比较稳定, 50056、50200、50201 三口井一直作为观察井或后备井。截至 1997 年 12 月, 区日产气量为 $42 \times 10^4 \sim 60 \times 10^4 \text{m}^3$, 已累计产气 $9.68 \times 10^8 \text{m}^3$, 采出程度 18.15%。1997 年区平均日产气 $42 \times 10^4 \text{m}^3$, 采气速度为 2.6%, 目前地层压力为 21.75MPa。

(二) 气藏基本特征

利用五区南克 75 井区上乌尔禾组气藏生产资料求得累计产气量和对应地层压力, 回归得关系式:

$$p/Z = 35.561e^{-0.0424 G_p} \quad (1-10)$$

式中 p ——地层压力, MPa;

G_p ——累计产气量, $10^8 m^3$;

Z ——偏差因子。

利用克 77 井、克 006 井、50056 井的试气资料和试采资料, 分析求得不同地层压力下的采气指数, 地层压力和采气指数回归得:

$$k = 4.6 \times 10^{-5} p^2 + 0.0028 \quad (1-11)$$

由克 77 井投产初期系统试井资料求得指数方程为:

$$q_g = 0.45 (p^2 - p_{wf}^2)^{0.699} \quad (1-12)$$

在指示曲线上, 拐点压力为 26.84MPa (图 1-2)。

由克 006 井投产初期系统试井资料求得指数方程为:

$$q_g = 1.119 (p^2 - p_{wf}^2)^{0.576} \quad (1-13)$$

在指示曲线上, 拐点压力为 31.39MPa (图 1-3)。

利用克 75 井生产资料求得该井产量递减关系为:

$$q_{gmon} = 981.8099 / (1 + 1.164 \times 10^{-2} t)^{1.0204} \quad (1-14)$$

式中 q_{gmon} ——克 75 井月产气量,
 $10^4 m^3$;

t ——生产时间, 按月计。

(三) 气藏开发指标预测及方法

评价

1. 气藏开发指标预测

五区南气藏生产比较正常的井有克 75、克 77、克 006, 其余井都属低产井。因此, 假设克 75 井按目前生产状态继续生产, 克 77 井、克 006 井限产, 50056、50200、50201 三口井根

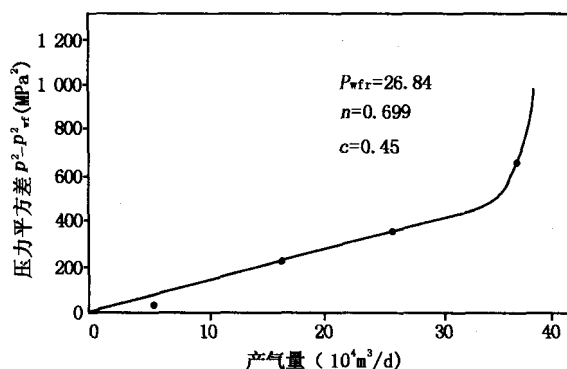


图 1-2 克 77 井系统试井指示曲线

据井的产气能力和稳产需要进行配产, 即区定产。由于该气藏克 75 井、克 77 井、克 006 井目前还具有日产气 $45 \times 10^4 m^3$ 的能力, 因此采用区日产气 $45 \times 10^4 m^3$ 进行预测, 其指标预测主要遵循以下原则:

(1) 克 75 井井口无法控制, 本井指标预测采用其产量递减方程进行指标预测;

(2) 克 006 井、克 77 井生产比较正常, 运用上面介绍的方法进行指标预测;

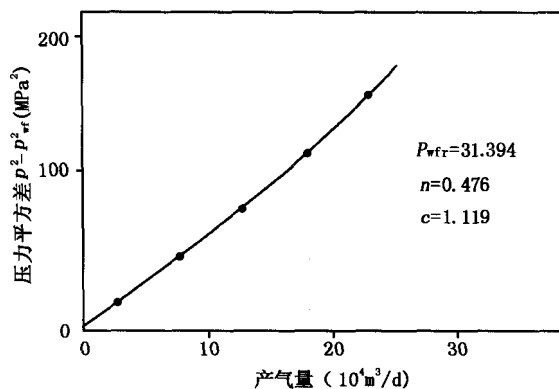


图 1-3 克 006 井系统试井指示曲线

(3) 50056、50200、50201 三口井在含气面积的边部，单井产能相对较低，主要根据区稳产的需要和井产气能力决定井的开关和配产气量，在递减期，则按克拉玛依气藏综合递减率 7% 进行计算。

2. 方法评价

虽然天然气产能除了受气藏地质条件的影响外，还受下游工程需要的影响，但合理优选产能参数以及预测开发指标，可以指导现场配产。从表 1-5 可看出，预测区年产气量、累计产气量、地层压力与实际生产数据的相对误差都小于 10%，相对误差较大的都是由于下游工程的需要，调整工作制度而引起的。从准噶尔盆地已发现气藏采用该方法预测开发指标的情况来看，上述方法预测的数据与实际生产数据非常接近，因此，认为该方法是可行的。

表 1-5 克拉玛依油田五区南克 75 井区气藏开发指标对比

年份	区年产气量			累计产气量			地层压力		
	实际 (10^8m^3)	预测 (10^8m^3)	相对误差 (%)	实际 (10^8m^3)	预测 (10^8m^3)	相对误差 (%)	实际 (MPa)	预测 (MPa)	相对误差 (%)
1992	1.19	1.20	0.84	1.19	1.20	0.84	34.6	33.8	2.51
1993	1.95	1.64	15.9	3.15	2.84	9.84	31.5	31.5	0.03
1994	1.74	1.64	5.75	4.89	4.48	8.38	28.7	29.4	2.55
1995	1.62	1.64	1.23	6.51	6.12	5.99	26.1	27.4	5.14
1996	1.60	1.64	2.5	8.11	7.76	4.32	23.7	25.6	7.84
1997	1.57	1.64	4.46	9.68	9.4	2.89	21.8	23.9	9.75
1998		1.64			11.04			21.0	
1999		1.64			12.68			19.2	
2000		1.58			14.26			17.1	
2001		1.51			15.77			16.0	
2002		1.31			17.08			14.7	

该方法不仅可用于单井产能指标预测，还可以用于区产能指标预测（即与气藏单井产能相同）。

第四节 孔隙砂岩气藏储量计算

储量计算是油气藏研究和评价的主要任务之一。在准确确定计算参数之后，还必须选定准确的计算方法才能保证结果的准确性。对于非均质气藏而言，采用经典容积法计算地质储量，精度较低，其方法也不太适应。本书力图说明储量计算的现代系统结构，并推荐一种基于微积分理论进行储量计算的科学方法。该方法特别适合于在油藏描述阶段对油气藏进行精确的储量计算与评价。

一、基本方法

长期以来，容积法一直是油气储量计算的经典方法。对于气藏而言，其储量计算公式为：