

白庙深层凝析气藏复杂井开发模式研究

李敬松¹ 马新中² 李相方¹ 关文龙¹

(1. 石油大学·北京 2. 中国石化西北分公司工程技术研究院)

李敬松等. 白庙深层凝析气藏复杂井开发模式研究. 天然气工业, 2004; 24(8): 72~75

摘要 中原油田白庙凝析气藏具有埋藏深, 构造复杂, 储层物性差, 凝析油含量高的特点。采用衰竭式开发时, 储层压力衰竭较快, 当降到露点压力以下时, 由于近井地带反凝析液的堵塞作用, 凝析气有效渗透率降低, 严重损害了凝析气井的产能。若采用循环注气开采, 也难以获得经济效益。因此, 根据白庙深层低渗透凝析气藏的地质特点, 文章提出了以复杂结构井为主导的新型开发模式。数值模拟结果表明: 利用复杂结构井开发深层低渗透高含凝析油的凝析气藏, 不仅可以提高天然气采收率, 同时还能有效控制储层中凝析气的反凝析进程, 提高凝析油的最终采收率。

关键词 凝析油气田 深层开采 定向井 采收率 白庙气田

一、引言

中原油田白庙深层凝析气田属于断块—岩性圈闭气田, 储层物性差、单井控制储量小。通过试采证实单井控制半径一般在 400~650 m, 平均单井控制储量为 $3000 \times 10^4 \sim 5000 \times 10^4 \text{ m}^3$ (沙三上); 储层平均渗透率为 $0.11 \times 10^{-3} \sim 0.92 \times 10^{-3} \text{ m}^2$; 气藏埋深 3600~4000 m, 地层压力 51~70 MPa; 天然气中凝析油含量 400~1000 g/m³, 为一高含凝析油的凝析气藏。这样一个深层、异常高压、低渗透、小断块凝析气藏极具特殊性, 由于单井控制面积小、控制储量少, 循环注气开采经济效益差^[1,2]; 常规衰竭式开发又会因储层严重的反凝析作用导致单井产能低、产量递减快^[3]。因此, 需要研究这两种常规开发模式之外的高效开发模式。

二、复杂结构井开发模式

目前白庙气田仍处于试采阶段, 所有试采井均采用垂直井衰竭式开采, 并普遍采用套管射孔后压裂完井。生产过程中采取逐层上返、层间接替的方式保持气井相对稳产。单井投产初期产能一般在 $1 \times 10^4 \sim 6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$, 稳产时间从几个月到一两年, 而后产量迅速下降到 $1000 \sim 2000 \text{ m}^3/\text{d}$, 逐层上返后, 产量短时间内有所上升但稳产时间短、递减快。

试采过程中呈现的单井产量低、产量递减快, 一

方面是由于储层物性差、单井控制储量少; 另一方面则是由于大压差生产导致的储层反凝析和与之相应的井筒积液。其中井筒积液问题较容易解决, 但对于反凝析导致的气相渗透率下降、废弃压力升高、单井产能降低问题, 目前尚束手无策, 而这正是制约白庙深层气藏高效开发的关键所在。通过对该气藏生产过程的系统分析, 现提出以水平井、分支井为主导的开发模式(简称复杂结构井开发模式)。其技术要点是根据构造特点及储层分布在储层中钻水平井、分支井, 采用裸眼完井或割缝筛管完井, 低生产压差下衰竭式开采。主要基于下面考虑: 通过水平井、分支井增大泄流面积提高单井产能; 相同产量下水平井、分支井可以大大降低生产压差从而有效抑制反凝析, 遏制产量递减; 水平井、分支井采用割缝衬管完井可减少固井环节对储层的污染。

复杂结构井开发模式还可以分为高速开发模式和低速开发模式。在高速开发模式中, 其单井产量为常规直井产量的 3 倍以上, 在此基础上确定气藏的采气速度; 在低速开发模式中, 其单井产量与常规直井相当, 主要追求较长的稳产期和较高的最终采收率。

三、数值模拟计算

1. 气藏原型参数及井型参数

气藏模型基本参数: 几何尺寸 933 m(X 方向)

作者简介: 李敬松, 1966 年生, 石油大学(北京)2000 级博士研究生; 主要从事天然气藏开发、开采研究工作。地址: (102249)北京市昌平区石油大学石油天然气工程学院。电话: (010)89734962, 13683529437。E-mail: ljs1116@sina.com

×275 m(Y 方向)×69 m(Z 方向);网格数 XYZ=51×15×15, 等距正交网格,XY 方向步长 18.3 m,Z 方向步长 4.6 m;渗透率 $1 \times 10^{-3} \text{ m}^2$;孔隙度 11%;地层原始凝析油含量 639 g/m^3 ;储层深度 3800 m;原始地层压力 58 MPa,露点压力 49 MPa;被模拟单元的天然气地质储量 $1.52 \times 10^8 \text{ m}^3$,凝析油地质储量 $8.76 \times 10^4 \text{ t}$ 。储层流体原始组分及摩尔百分数分别为: $\text{N}_2 + \text{CO}_2 = 2.5\%$, $\text{C}_1 = 73.55\%$, $\text{C}_2 = 7.8\%$, $\text{C}_3 + \text{iC}_4 + \text{nC}_4 = 5.25\%$, $\text{iC}_5 + \text{nC}_5 + \text{C}_6 = 3.9\%$, $\text{C}_7^+ = 7.0\%$ 。

各种井型的位置及尺寸为:①常规直井开采,气藏中心布井,射孔井段 50 m;②单支短水平井开采,水平井段射孔长度 180 m,射孔井段处于储层中心位置;③单支长水平井开采,水平井段射孔长度 270 m,射孔井段处于储层中心位置;④三支同向水平井开采,每个分支射孔井段长度均为 183 m,三个分支分别处于第 5、9、14 层;⑤三支双向水平井,每个分支长度均为 183 m,三个分支分别处于第 5、9、

14 层。

系统仿真模拟工具以 Eclipse300 组分模拟器为主,辅之以自行研制的井筒多相管流模拟器。

2. 高速开发模式

在高速开采模式下初期产量为日产天然气 $12 \times 10^4 \text{ m}^3$,各方案的各种指标随时间的变化规律如图 1 所示。

可见这种情况下白庙气藏采用不同井型开发,其主要区别发生在开采的前 3 年。采用单分支长水平井和三分支水平井开采,可以实现一定时间(1~2 年)的稳产,直井则不能够保持稳产;在开采的前 3 年内采用复杂井(指上述水平井、分支井)可以获得较高的凝析油日产量;气藏开发 3 年以后,各种井型的单井产能状况趋于一致,水平井日产气量递减速度略快于常规直井;水平井、分支井条件下天然气最终采收率为 74.6%~79.5%,常规直井为 64.0%;水平井、分支井条件下的凝析油最终采收率为 53.4%~60.5%,常规直井为 45.6%。

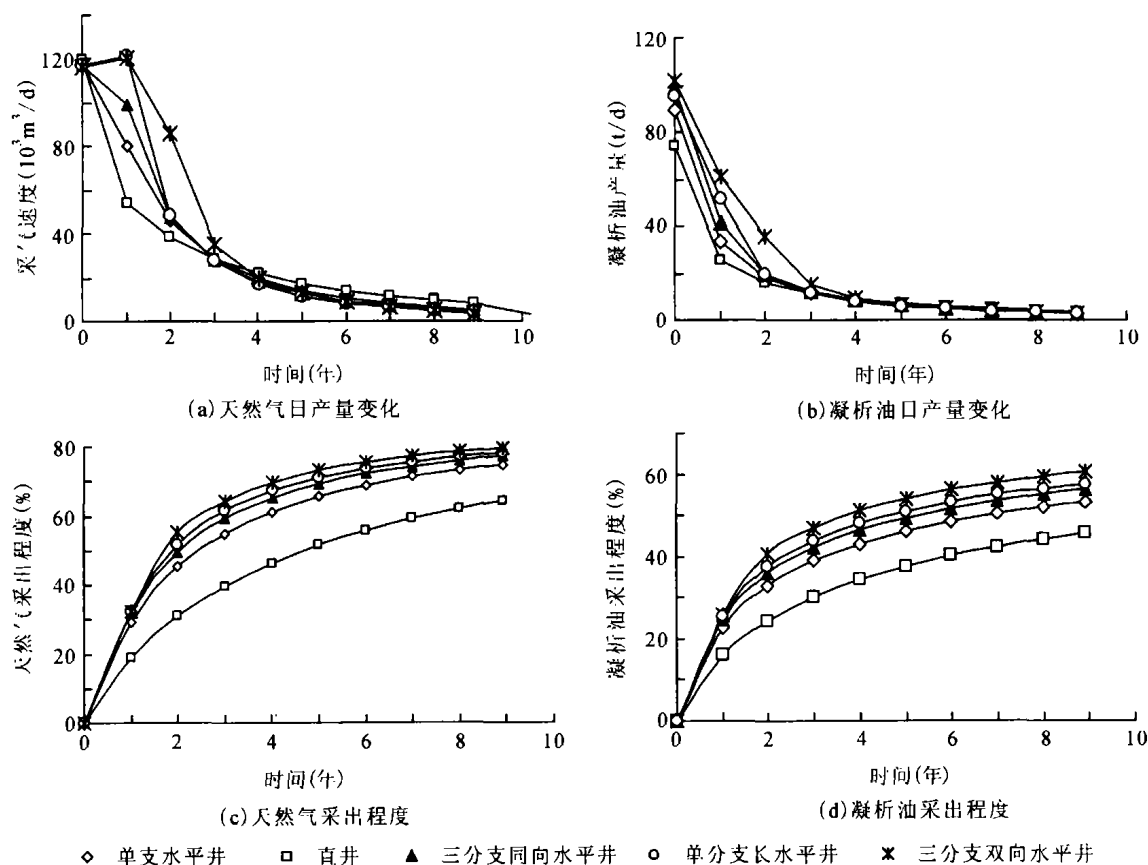


图 1 不同井型高速开发模式下的指标变化

3. 低速开发模式

低速开采模式下各井初期产量为日产天然气 $4.26 \times 10^4 \text{ m}^3$,各种指标随时间变化规律如图 2 所示。与高速开采模式不同,低速开采模式下不同井

型的生产指标的差异主要发生在开采 3 年之后。在开采的前 3 年,各种井型均能在日产天然气 $4.26 \times 10^4 \text{ m}^3$ 水平上保持稳产;3 年后直井产量开始递减,单支短水平井和三分支同向水平井可以继续稳产 2

年,单支长水平井和三分支双向水平井则可以继续稳产3年;凝析油日产量变化规律与高速开采模式下的情形相近,水平井、分支井在这种开采模式下对提高凝析油日产及累产量比直井更加有利;复杂井开发时的天然气最终采收率为71.2%~76.0%,常

规直井为62.5%;水平井、分支井开发时凝析油的最终采收率为52.0%~58.2%,常规直井为45.0%。

值得关注的是,不论何种井型,在高速开采下的最终天然气采收率和最终凝析油采收率均高于低速开采模式下的相应参数。这是低渗透高含凝析油的

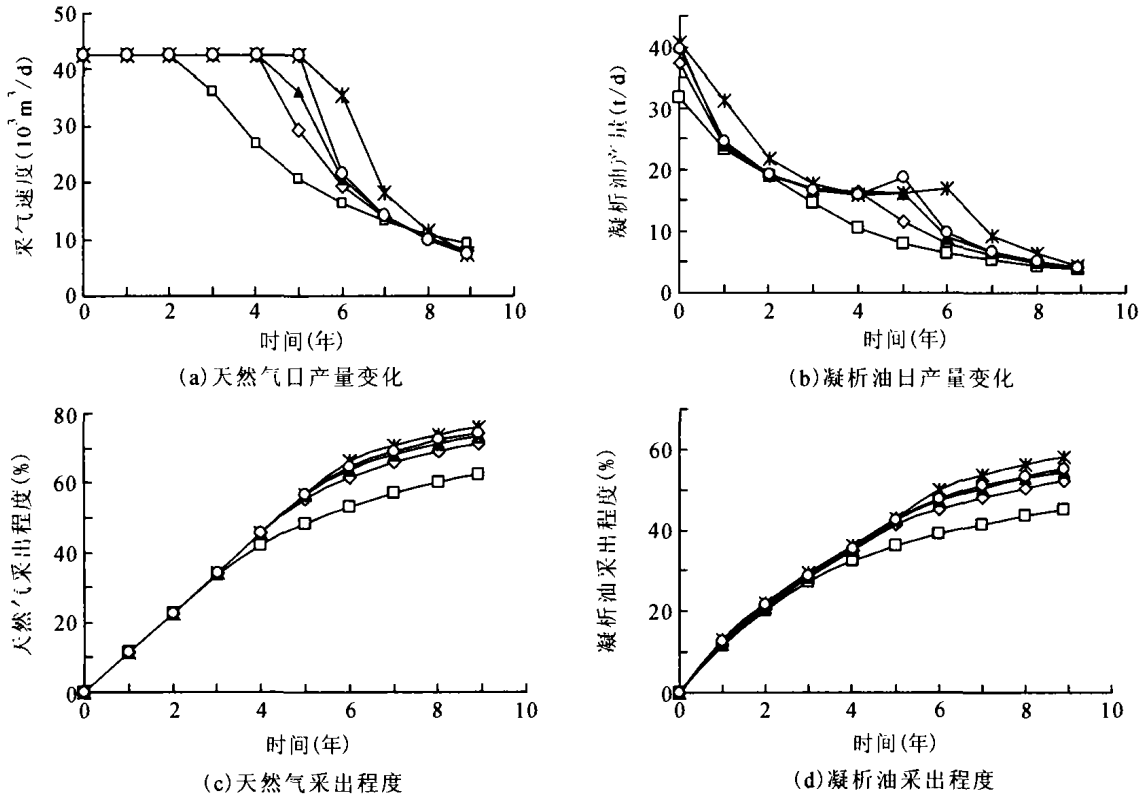


图2 不同井型低速开采的指标变化(图例同图1)

凝析气藏特有的现象,反应了储层反凝析及其影响。这一点与以往的常规气藏开发经验完全不同。

四、储层反凝析状况分析

图3给出了高速、低速开发模式下不同井型对

应的地面累积生产凝析油与天然气之比随(天然气)采出程度的变化规律。从图上可以大致判断在不同采出开采阶段储层的反凝析状况。从气藏投入开发时刻起,储层中的重质组分相对含量就不断增大,直到开发后期天然气采出程度达到60%以后,储层中

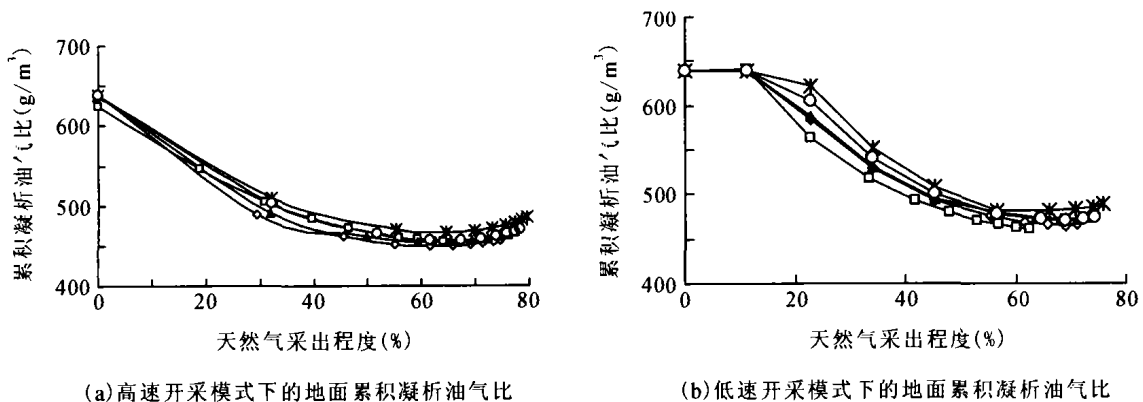


图3 不同采出程度下的地面累积生产凝析油与天然气之比(图例同图1)

的重质组分相对含量才缓慢下降(对应图中曲线的上翘部分)。这种缓慢下降是由于储层中的凝析液再蒸发引起的,而采用常规直井开采通常难以出现再蒸发现象,主要因为此时气藏的废弃压力较大。

对于高含凝析油凝析气藏来说,地层压力一旦下降到露点压力后,在很小的压降区间内储层中凝析油饱和度会迅速达到最大值。图4给出了直井和单支长水平井开发条件下储层凝析油饱和度分布情

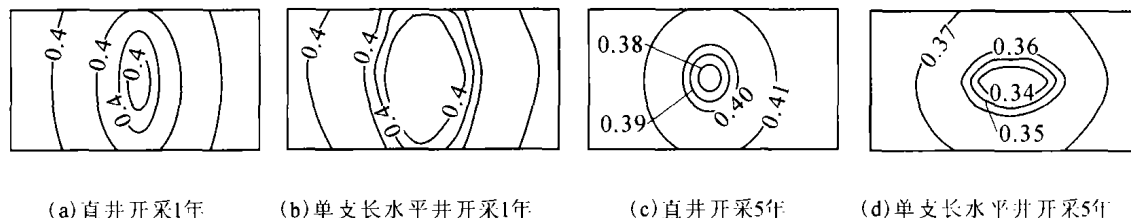


图4 低速开采模式下储层凝析油饱和度分布(XY平面)

况,可以看出水平井具有抑制储层反凝析的作用,开采时间越长,水平井的优势越明显。需要指出的是鉴于目前对凝析气藏储层中的相变机理及相态分布研究^[4~5]的现状,现有组分模拟器尚不能很好地描述储层中由于反凝析现象导致的气、液饱和度分布情况,因此图4仅在一定条件下具有参考价值。

有效抑制储层中的反凝析现象,大幅度提高天然气和凝析油的最终采收率。

五、结论与建议

(1)对于像白庙深层气藏这样的低渗透高含凝析油的小断块气藏,采用循环注气开发难以实现经济效益,而常规直井衰竭式开发又因严重的储层反凝析导致单井产能低、产量递减快。以水平井、分支井为主导可以形成新的开发模式。

(2)数值模拟结果表明,高速开发条件下,水平井、分支井可以实现稳产,而直井则没有稳产期。

(3)在低速开发条件下,水平井、分支井的稳产期为直井的2~2.5倍。此外,水平井、分支井可以

参 考 文 献

- [苏]米尔扎赞扎杰 A X. 凝析气田开发. 北京:石油工业出版社,1983
- Massonnat B J, Bachtank C. Early evaluation of uncertainties in the incremental condensate recovery through a gas cycling process. SPE 30549, 1995
- Robert Mott. Engineering calculations of gas condensate well productivity. SPE 77551, 2002
- Brusilovsky A L. Mathematical simulation of phase behavior of natural multicomponent systems at high pressures with an equation of state. SPE 20180, 1992
- Keith H Coats. An equation of state compositional model. SPE 9306, 1980

(收稿日期 2004-06-01 编辑 韩晓渝)