

徐深气田火山岩气藏特征与开发对策

徐正顺 房宝财

中国石油大庆油田有限责任公司勘探开发研究院

徐正顺等. 徐深气田火山岩气藏特征与开发对策. 天然气工业, 2010, 30(12): 1-4.

摘要 松辽盆地徐深气田是中国石油大庆油田有限责任公司2002年发现, 2005年探明的, 主要气藏类型属于火山岩气藏。为了有效开发该类气藏, 先后开展了露头勘测、密井网解剖以及长井段取心等研究, 研究成果证实: 大庆地区火山岩气藏在地质上具有储层岩性、岩相类型多样, 平面和纵向变化快, 非均质性强, 气藏受构造和岩性双重控制, 气水关系复杂等特征。对徐深气田试气、试采和试验区开发动态跟踪研究的结果显示: 该类火山岩气藏在开发动态方面具有气井早期产能差异大、平面分布不均衡, 单井控制的动态储量差异大, 出水类型复杂多样等特征。通过综合地质、气藏工程、压裂工艺等多学科研究成果, 结合火山岩气藏储层描述、地质建模、产能评价、水平井开发优化设计以及压裂增产等方面的实践成果, 形成了一套适用于该区火山岩气藏的开发对策: ①深化火山岩气藏地质规律认识; ②开展产能评价技术研究, 完善技术手段; ③优化直井设计, 实现I、II类储层区块有效开发; ④“整体考虑, 分类治理”, 实现有效控水; ⑤开展水平井开发技术攻关, 探索火山岩气藏开发新模式。

关键词 松辽盆地 徐深气田 火山岩气藏 地质特征 开发特征 开发对策 优化直井设计 水平井开发技术

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2010.12.001

1 徐深气田火山岩气藏地质及开发动态特征

基于松辽盆地徐深气田主体区块的开发资料, 结合火山岩露头勘测、密井网解剖、重点评价井长井段取心等工作的认识, 以及大量核磁共振、相渗透率、恒速压汞等常规和特殊分析成果, 总结了该区的火山岩气藏储层地质特征; 同时通过对试气、试采和试验区开发动态的跟踪研究, 逐步认识了该区火山岩气藏的开发动态特征^[1-7]。主要表现在以下6个方面:

1.1 火山岩储层岩性、岩相类型多样, 变化快

徐深气田火山岩经历了多旋回多期次喷发, 岩性变化频繁, 火山岩岩性可分为2大类8亚类17种。其中, 火山熔岩中的球粒流纹岩、气孔流纹岩, 以及火山碎屑岩中的熔结凝灰岩、晶屑凝灰岩为有利的储层岩性。火山岩相可分为5类沉积相15种亚相。其中, 爆发相热碎屑流亚相, 喷溢相上部亚相, 侵出相内带亚相, 火山通道相的隐爆角砾岩亚相、火山颈亚相为有利

的储层岩相。

从徐深气田营城组火山岩I气层组岩性、岩相平面分布看, 火山岩岩性以酸性为主, 中基性仅在汪深1区块及徐深气田南部个别井点处发育; 火山岩相主要为喷溢相和爆发相, 不同井区差异较大。

1.2 火山岩储层非均质性强

火山岩储层类型的平面分布预测显示, 徐深气田火山岩储层总体以低产储层为主, 较高产的储层仅在局部少量发育, 不同区块间储层平面分布连续性差; 储层横向连续性差、变化快, 火山岩储层物性纵向变化快, 有利储层仅在部分井段发育。

1.3 气藏受构造和岩性双重控制, 属于岩性—构造气藏

总体上营城组火山岩气藏气水关系相当复杂。平面上气水系统的分布主要受火山岩体控制, 不同的火山岩体相互之间不连通, 属于不同的气水系统; 而纵向上, 在同一个火山岩体内, 又发育多个气水系统。处于构造高部位、物性好、裂缝发育的储层则富气高产; 在

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司项目“徐深气田开发技术研究”(040144)部分成果。

作者简介: 徐正顺, 1953年生, 教授级高级工程师; 现任中国石油大庆油田有限责任公司副总地质师兼勘探开发研究院院长, 主要从事油气田开发工作。地址: (163712)黑龙江省大庆市让胡路区勘探开发研究院。E-mail: xuzhsh@petrochina.com.cn

构造相对较低部位由于岩性、断层、物性等因素影响，在局部也可形成气层。

1.4 气井早期产能差异大、平面分布不均衡

统计试采及投产的 82 口井初期稳定日产量为 $(1.0\sim 30)\times 10^4\text{ m}^3$ ，平均为 $5.1\times 10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ，井间产能差异较大，总体储层的物性控制着产能的分布，高物性区高产能井相对集中^[3-4]。

1.5 单井控制的动态储量差异大

根据 34 口井的统计结果，井控动态储量为 $(0.1\sim 19.2)\times 10^8\text{ m}^3$ ，平均为 $3.45\times 10^8\text{ m}^3$ 。其中先发现的探明储量区内井控动态储量为 $(0.19\sim 19.2)\times 10^8\text{ m}^3$ ，平均为 $4.2\times 10^8\text{ m}^3$ ，后发现的储量区内井控动态储量为 $(0.1\sim 2.4)\times 10^8\text{ m}^3$ ，平均为 $1.2\times 10^8\text{ m}^3$ 。

1.6 受裂缝水窜的影响部分井出水，气井出水类型以裂缝纵向水窜为主

根据徐深气田出水井出水特征，可以归纳出 3 种主要的出水类型：裂缝型纵向强水窜、裂缝型纵向弱水窜、裂缝—孔隙型纵向水锥，分别占 50.0%、40.63% 和 9.37%。

2 火山岩气藏开发对策

2.1 深化火山岩气藏地质规律认识^[6]

1) 通过野外露头勘测+密井网解剖，在岩性岩相序列特征、展布规模、有利储层控制因素和裂缝发育特征等方面取得了深入认识。

2) 开展野外露头观测和一系列室内实验研究，揭示了储集结构与渗流特征。

3) 针对徐深气田火山岩成因特点，建立有利储层分类预测技术流程，引入源控、体控、相控井震协同三维地质建模思想，通过建立火山喷发模式和储层三元

结构概念模型，形成了火山岩气藏三维地质建模技术，有效指导了开发井部署与随钻跟踪调整。

4) 开展地震新技术攻关，探索预测火山岩储层“甜点”的方法。

2.2 优化设计，实现各类储层有效开发

2.2.1 开展产能评价技术研究，完善技术手段

通过开展系统的试气、试采工作，根据产能试井、不稳定试井以及数值试井方法，形成了火山岩气藏产能评价技术，不仅落实了单井初期产量，认识了储层形态、规模及主要参数，评价了井控动态储量与稳产能力，同时提高了方案的产能设计水平，为气藏合理开发、平稳供气提供了技术支持与保障。

2.2.1.1 产能评价技术流程

采用修正等时试井等产能试井方法确定气井的产能方程；采用不稳定试井等方法进行储层动态描述，确定气井井控动态储量；在此基础上结合储层物性及气井稳产情况，确定整个气藏的合理产能及规模(图 1)。

2.2.1.2 产能评价

综合分析徐深气田试采井的地层系数、稳定产能、单位压降采气量等地质和动态特征，对系统试采的井进行了分类评价。综合单井试采结果，结合不稳定试井以及数值试井方法，建立了开发早期单井合理产量与稳产能力关系图版，确定气井初期产能、落实合理产量(图 2、3)。

2.2.2 优化直井设计，实现 I、II 类储层区块有效开发

2.2.2.1 优选储层多项动静态指标，建立有效储层分类评价标准

有效储层中 I 类仅在少部分井区分布，以 II 类、III 类储层为主。

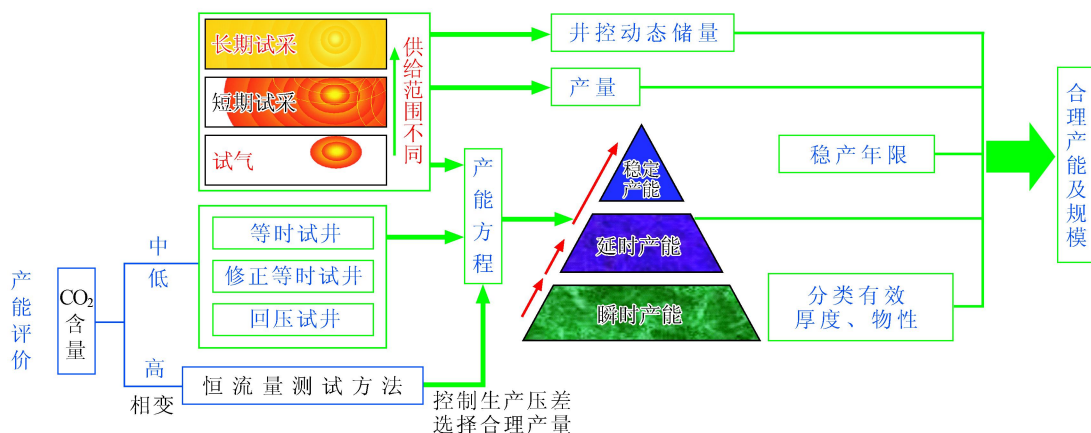


图 1 产能评价与储层动态描述技术流程图

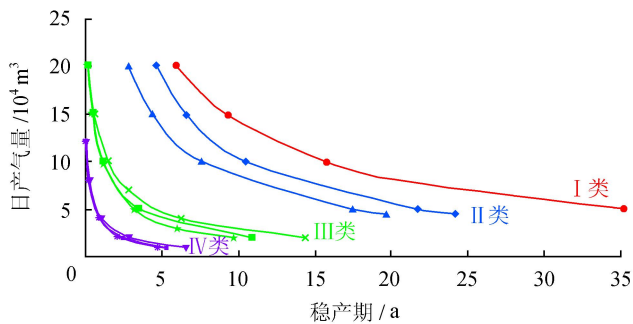


图 2 不同类型井产量与稳产时间关系图

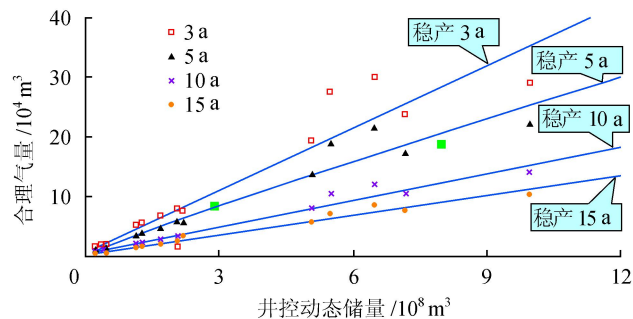


图 3 不同井控储量下气井产量及稳产能力

2.2.2.2 直井设计以动用 I、II 类储层为主,利用高渗透部位开采低渗透部位储层

以动用 I、II 类储层为主,通过考虑启动压力梯度、压裂缝半长、不稳定试井、经济极限、类比法(日本火山岩气藏)等来综合确定合理井网密度与井距;连通性好的部位,井距为 1 000~1 200 m;连通性差的部位,井距为 600~800 m。

2.2.2.3 “整体考虑,分类治理”,实现有效控水

1)对已出水井,根据其出水类型和机理采取有针对性的治水措施。针对裂缝型纵向强水窜,出水难以控制,采取早期带水采气,后期排水采气;针对孔隙型

水锥出水,可分两步走,先控制压差生产,当水气比上升到 $4 \text{ m}^3 / 10^4 \text{ m}^3$ 时,应适时采取排水采气措施。

2)对气藏内部未出水井,加强模拟跟踪,严格控制底水锥进速度,延长无水采气期。

2.3 开展水平井开发技术攻关,探索火山岩气藏开发新模式

针对部分 II、III 类储层为主井区采用单一的直井开发难以有效动用的情况,开展火山岩储层水平井先导性开发试验,探索应用水平井技术提高这类气藏单井产能、井控动态储量和控制底水、提高气田整体开发效益的可行性。

2.3.1 火山岩气藏水平井优化设计

2.3.1.1 火山岩气藏水平井优化设计流程

在储层适应性评价的基础上,通过对比分析布井区块内各火山机构规模和展布特征等,筛选出有利布井区带;同时进行水平段长度等气藏工程设计论证;最后综合考虑火山岩地震响应等实现井位优选(图 4)。

2.3.1.2 火山岩气藏水平井产能预测

火山岩气藏非均质性强,具有复杂的渗流机理,给产能预测带来了很大的困难。考虑火山岩气藏储层的非均质性,分别建立了火山岩气藏常规与压裂水平井稳态三维渗流模型,采用有限元方法进行了数值求解,给出了火山岩气藏水平井产能预测方法;实例应用表明提高了产能预测精度,为火山岩气藏水平井设计及产能评价提供了依据。

2.3.1.3 水平井随钻地质导向

火山岩储层岩性岩相横向变化快、平面非均质性强,再加上地震分辨率有限,依靠现有地震资料所建的地质模型存在较多的不确定性,单纯依靠地质模型完成钻井地质导向难度较大。因此建立了水平井随钻地质导向方法和解释平台,实现了多井远程实时地质导

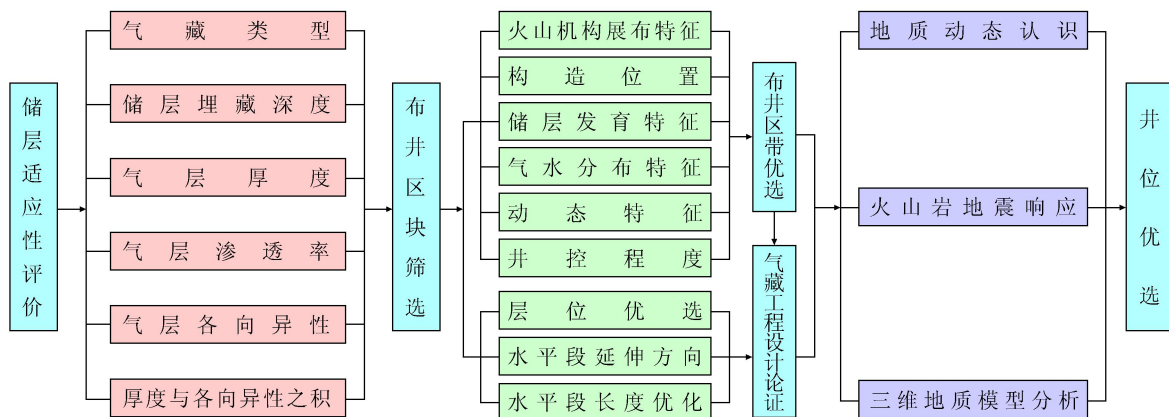


图 4 火山岩气藏水平井优化设计流程图

向,保证了储层高钻遇率。

在水平井钻井过程中,采用斯伦贝谢 LWD 随钻近钻头测试仪进行随钻测井;在钻井跟踪调整过程中,地质导向人员通过网络实时掌控钻井运行参数、地质录井参数和随钻测试参数,实时修正三维地质模型;依据钻井、录井和随钻测井等信息,结合三维地质模型,综合判定钻遇储层性质及其内部流体性质,指导水平井钻进。

2.3.2 引进先进工艺技术,优选了火山岩水平井储层改造工艺

2.3.2.1 针对Ⅰ类储层形成了水平井筛管完井工艺技术

对于Ⅰ类储层,如果气测显示好、钻遇高渗透带或裂缝发育带,预计自然产能达到设计水平,采用筛管完井。BP1 和 A-P2 井采用此种方法顺利完井。

2.3.2.2 针对Ⅱ、Ⅲ类储层,优选了火山岩水平井储层改造工艺

对于下套管固井的水平井,优选确定了“Surgifrac 喷砂压裂工艺”。该工艺具有在常规套管固井、筛管及裸眼中均可实施,管串无机械封隔工具,工具串短,不受温度和压力限制,施工风险性低,压裂段数可以根据钻遇储层优选,可以控制裂缝启裂初始方向等优点;对于裸眼完井的水平井,优选确定了“FRAC-POINT”裸眼分段压裂技术,该工艺具有可按常规压裂规模与技术进行施工,裸眼段长,与天然裂缝、储层接触面积大,有利于提高单井产量,且可对全井进行分段控制等优点。

2.3.3 采用水平井开发火山岩气藏取得明显的增产效果

以钻遇Ⅰ类火山岩储层为主的 BP1 井采用筛管完井,试气获得较高的自然产能,目前已累计开井 644 d,日产气稳定在 $30 \times 10^4 \text{ m}^3$;以钻遇Ⅱ、Ⅲ类火山岩储层为主的 E-P1 井压后试气获得重大突破,无阻流量

超过 $100 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

通过开展气藏地质、三维地质建模、储层地质条件适应性评价、地震和气藏工程等多学科综合研究,目前已形成了火山岩气藏水平井开发优化设计技术。与直井对比,采用水平井技术开发火山岩气藏已取得显著的增产效果;有效地指导部署了 16 口水平井,目前已完钻 8 口,钻井成功率 100%。

3 结论

1)通过开发实践及前期评价研究表明,对该地区火山岩气藏开展的地质与开发动态特征描述是客观的。

2)开发实践证明,该地区应用的储层描述、地质建模、产能评价、水平井开发优化设计以及压裂增产等火山岩气藏开发对策是合理有效的。

参 考 文 献

- [1] 徐正顺,王渝明,庞彦明,等.大庆徐深气田火山岩气藏储集层识别与评价[J].石油勘探与开发,2006,33(5):521-531.
- [2] 舒萍,丁日新,曲延明,等.徐深气田火山岩储层岩性岩相模式[J].天然气工业,2007,27(8):23-27.
- [3] 庞彦明,毕晓明,邵锐,等.火山岩气藏早期开发特征及其控制因素[J].石油学报,2009,30(6):98-101.
- [4] 周学民,唐亚会.徐深气田火山岩气藏产能特点及影响因素分析[J].天然气工业,2007,27(1):90-92.
- [5] 刘启,舒萍,李松光.松辽盆地北部深层火山岩气藏综合描述技术[J].大庆石油地质与开发,2005,24(3):21-23.
- [6] 徐正顺,王渝明,庞彦明,等.大庆徐深气田火山岩气藏的开发[J].天然气工业,2008,28(12):74-77.
- [7] 冯程滨,谢朝阳,张永平.大庆深部裂缝型火山岩储气层压裂技术试验[J].天然气工业,2006,26(6):108-110.

(收稿日期 2010-12-03 编辑 居维清)