

# 徐深气田火山岩气藏高效开发难点及对策<sup>\*</sup>

谭显春 邵锐 邱红枫

中国石油大庆油田有限责任公司勘探开发研究院

谭显春等.徐深气田火山岩气藏高效开发难点及对策.天然气工业,2009,29(8):72-74.

**摘要** 松辽盆地徐深气田火山岩气藏开发的难点在于:储层物性差异大,有效储层预测难度大;单井产能低,经济效益差;气藏普遍含边底水,出水治理难度大。针对这些难点,从气藏开发模式、开发井类别及出水治理措施等方面对该类气藏高效开发进行了探讨,并提出以下技术对策:采用以动用Ⅰ、Ⅱ类储层为主,利用高渗透部位气井开采低渗透部位储层;采用水平井开发提高单井产量;对不同的出水井类型采取对应的出水治理措施,使该气田能达到经济高效开发的目的。该方法和技术对类似的火山岩气藏开发具有一定的借鉴作用。

**关键词** 松辽盆地 徐深气田 火山岩 开发 难点 技术 对策

DOI:10.3787/j.issn.1000-0976.2009.08.023

## 1 高效开发难点

### 1.1 储层物性差异大,有效储层预测难度大

松辽盆地徐深气田属于特殊岩性的复杂类型气藏,由于火山多期喷发,造成岩相变化快、物性变化大和不同期次的火山岩叠置,从而使地震响应特征复杂,规律性差<sup>[1-4]</sup>。通过钻井取心及分析化验研究表明,不同岩相间物性差异大,同一岩相间物性差异亦大,有效储层分布规律性差,目前的三维地震资料只能分辨火山岩的分布范围,对火山岩不同岩相带的精细划分和有效储层的预测仍十分困难。

### 1.2 Ⅱ、Ⅲ类储层单井产量低,经济效益差

徐深气田储层以Ⅱ、Ⅲ类为主,徐深3、7、9井区及汪深1区块主要为Ⅱ、Ⅲ类储层,初步开发方案预测直井平均单井日产气 $1.54 \times 10^4 \sim 3.34 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ ,低于经济界限产量,需要提高单井产能,实现储量有效动用<sup>[5-6]</sup>。

### 1.3 火山岩气藏边底水普遍发育,气井出水机理及治理对策需要进一步研究

徐深气田水体较为发育,火山岩底部普遍含水,试气试采初期不产水或低产水,但随着试采时间增长,部分井产水量增加。目前,试气出水井占试气总井数的40%,出水量在 $7.78 \sim 98.80 \text{ m}^3/\text{d}$ 之间,平均单井为 $32.46 \text{ m}^3/\text{d}$ 。初步分析认为出水的主要原因

因是压裂缝或钻井诱导缝及天然裂缝沟通所致。但气水分布关系、水体能量大小及出水机理等需要通过试采深入认识。

## 2 火山岩气藏高效开发技术对策

### 2.1 开发方案设计以动用Ⅰ、Ⅱ类储层为主,利用高渗透部位气井开采低渗透部位储层

通过采取动静资料结合的评价方法,建立了火山岩气藏储层分类评价标准(表1)。

通过开发方案的实施,各动用区块新增开发井及评价井证实:储层纵向非均质严重,长井段取心井Ⅰ类储层仅在局部出现,以Ⅱ、Ⅲ类储层分布为主;储层横向连续性差、变化快,一个火山机构中Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ类储层为窄条带、断续分布,一般为 $200 \sim 500 \text{ m}$ ,以Ⅱ类、Ⅲ类储层为主。

徐深气田除升深2-1区块Ⅰ类储层比例较高(28.6%)外,其他区块Ⅰ类储层分布极为零星,占3%~6%,以Ⅱ类、Ⅲ类储层为主(表2)。与日本火山岩气田对比,升深2-1区块Ⅰ类火山岩储层与长冈气田南部(主要产气区域)火山岩储层相类似。

从徐深气田试气、试采动态特征来看,一般以Ⅰ类储层为主的气井自然产能可以达到工业气流,试采中产量与压力基本保持稳定,一般初期稳定产量可以达到 $10 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上;以Ⅱ、Ⅲ类储层为主

<sup>\*</sup> 本文受到国家重点基础研究发展计划(973计划)(编号:2009CB219308)的资助。

**作者简介** 谭显春,1976年生,工程师,1999年毕业于原石油大学(华东),现从事天然气开发研究工作。地址:(163712)黑龙江省大庆市让胡路区科苑路18号。电话:(0459)5508801。E-mail:tanxch@petrochina.com.cn

表1 火山岩气藏储层分类评价表

储层分类	地质指标				动态指标		测井有效厚度分类标准			地震分类标准	
	孔隙度 (%)	渗透率 ( $10^{-3} \mu\text{m}^2$ )	平均孔喉半径 ( $\mu\text{m}$ )	岩石密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	采气指数 [ $10^4 \text{m}^3/(\text{MPa}^2 \cdot \text{d})$ ]	稳定产能 ( $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ )	孔隙度 (%)	岩石密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	含气饱和度 (%)	岩石密度 ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )	声阻抗值 [ $(\text{m}/\text{s}) \cdot (\text{g}/\text{cm}^3)$ ]
I	>10	>5	>0.5	<2.4	0.040(压前)	$\geq 10$ (压前)	>10	<2.4	>60	2.31~2.4	<11 800
II	5~10	1~5	0.25~0.5	2.4~2.48	0.040(压后)	10~5(压后)	5~10	2.4~2.48	45~60	2.4~2.48	11 800 ~14 300
III <sub>1</sub> III <sub>2</sub>	<5	0.1~1 <0.1	0.1~0.25 <0.1	2.48~2.53	<0.040	5~0.1(压后) <0.1	3.2~5	2.48~2.53	<45	2.48~2.53	14 300 ~15 400

表2 不同开发区钻遇各类储层情况表

区块	I类(%)	II类(%)	III类(%)
徐深1	3	54	43
徐深9	6	51	43
升深2-1	28.6	53.5	17.9
合计	9.7	52	38.3

的气井压裂后才能达到工业气流,试采中产量与压力均有下降,初期稳定产量一般低于  $10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。在编制开发方案时,针对储层发育特征,采用“优先动用 I、II类储层为主,高渗开采低渗”的原则部署开发井。以 I类火山岩储层最发育的升深 2-1 区块为例, I类储层主要发育在区块北部,南部零星发育。在井网部署时优先动用 I、II类储层,新设计 10 口开发井全部部署在 I类储层发育处,其中区块北部开发井井距为 830~1 000 m,在区块南部主要利用高渗透部位的气井兼顾开采低渗透部位的储层,因此,将井距加大到 1 200~1 600 m,取得了较好的实施效果<sup>[7]</sup>。

## 2.2 水平井成为火山岩气藏主体开发技术

### 2.2.1 试验表明采用水平井开发 I类火山岩储层是可行的

升深平 1 井是针对 I类火山岩储层设计的第一口水平井,水平段长度 500 m,钻遇储层 490 m,占水平段长度的 98.0%,其中 I类储层 372 m,占钻遇储层的 75.9%, II类储层 97 m, III类储层 21 m。该井采用筛管完井。2007 年 6 月采用 7.94~14.3 mm 油嘴测试求产,日产气在  $(22.1 \sim 55.5) \times 10^4 \text{m}^3$  之间,无阻流量高达  $165.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ,是同区块同层位直井无阻流量的 5 倍。阶段开发试验结果表明应用水平井开发 I类火山岩储层是可行的,同时也预示水平井有望成为火山岩气藏开发的主体技术。

### 2.2.2 II、III类储层通过应用水平井、分支井钻遇较多的有利相带和裂缝发育带或对水平段实施分段

压裂,实现有效动用

徐深气田火山岩气藏岩性、岩相横向变化快,有利相带平面延伸范围有限,储层横向连续性差、变化快。与直井对比,一方面采用水平井或分支井在平面上可以钻遇较多的有利相带和裂缝发育带,把多个封闭的流动单元与井眼连接起来,扩大气层的连通范围,有望获得较高的自然产能;另一方面即使水平井未钻遇到有利相带和裂缝发育带,也有望通过对水平段实施大规模分段压裂与有利相带和裂缝发育带沟通,达到增大泄流范围,提高 II、III类储层单井产量和实现有效动用的目的。

从徐深 1 区块 11 口井钻遇的火山岩 I、II、III类储层的空间分布概念模型来看,采用水平井+分段压裂的模式开发,钻遇 I类储层的概率厚度为 32.8 m, II类储层的概率厚度为 181.6 m, III类储层的概率厚度为 77.3 m;压开 I类储层的概率面积  $3 275.5 \text{m}^2$ , II类储层的概率面积  $18 162.8 \text{m}^2$ , III类储层的概率面积为  $7 726.4 \text{m}^2$ 。采用直井开发钻遇 I类储层的概率厚度为 11.8 m, II类储层的概率厚度为 67.1 m, III类储层的概率厚度为 29.8 m;直井压开 I类储层的概率面积  $1 179.1 \text{m}^2$ , II类储层的概率面积  $6 706.8 \text{m}^2$ , III类储层的概率面积  $2 982.3 \text{m}^2$ 。与直井对比,采用水平井+分段压裂的方式钻遇 I、II、III类储层的概率厚度约为直井的 3 倍,压开各类储层的概率面积约是直井的 3 倍,可见,采用水平井+分段压裂模式钻遇好储层的概率更高、压开好储层的概率面积更大,开发效果应明显好于直井。

### 2.3 根据不同类型出水机理采取不同的治水措施

根据徐深气田出水井储层基质物性、储层综合渗透率与基质渗透率之比、裂缝类型、来水方向、水流入井筒通道、产水量变化、水气比变化、无水采气期可以较为全面的描述不同类型的出水特征,从目前徐深气田已出水井情况来看,可以归纳出 3 种主

要的出水类型。

裂缝型纵向强水窜出水类型的井气层基质孔隙度一般较低(通常低于10%),基质渗透率也比较低(通常小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ );储层综合渗透率与基质渗透率之比一般超过数10倍;具有人工压裂形成的垂直裂缝或天然高角度缝与钻井诱导缝组合;来水方向为底水,水流通道主要为裂缝;底水水体能量较大、水体活跃,生产初期产水量迅速上升至较高水平或初期具有较高产水量,水气比迅速上升或初期即维持较高水气比;一般没有无水采气期或无水采气期较短。

裂缝型纵向弱水窜出水类型的井气层基质孔隙度一般较低,基质渗透率也比较低;储层综合渗透率与基质渗透率之比一般超过10倍;具有人工压裂形成的垂直裂缝或天然高角度缝与钻井诱导缝组合;来水方向为底水,水流通道主要为裂缝;底水水体能量较小、水体不活跃,生产初期产水量缓慢下降或初期具有较低产水量,水气比缓慢下降或初期水气比较低;一般没有无水采气期或无水采气期较短。

裂缝—孔隙型纵向水锥出水类型的井气层以孔隙为主,基质孔隙度较高(通常高于10%),基质渗透率也较高(通常大于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ );储层综合渗透率与基质渗透率之比一般在10~20倍;一般不需进行人工大型压裂,在气层下部和水层上部致密层段发育网状缝或微裂缝;来水方向为底水,水流通道为先裂缝后孔隙;产水量上升相对较慢或初期不产地层水;水气比上升较慢,或初期只有较低水气比;一般具有一定的无水采气期。

针对徐深气田3种不同的出水类型,对应采取3种不同的防水治水模式。

针对裂缝型纵向水窜,此种类型出水井气层和水层之间发育高角度裂缝或具有人工压裂形成的垂直缝,短期试采或投产初期很快发生裂缝水窜,强水窜类型的井日产水量和水气比高、水气比上升迅速,气藏能量高,气产量和压力保持相对稳定;弱水窜类型的井日产水量和水气比低、水气比呈缓慢下降趋势,气藏具有一定能量,压力能保持相对稳定,这两种类型出水井可在生产初期实施“带水采气”的治水措施即可保证气井正常稳定的生产。

针对裂缝—孔隙型纵向水锥,此种类型水锥在

地质特征上表现为具有统一的气水界面,气水隔层不发育,气层和水层之间发育高角度裂缝,水层物性好,水体能量大的特征,边部构造低部位井首先出水,投产初期一般只有边部少量井出水,气藏中部较高部位的井未见出水,对于该类型水锥气藏,可在生产初期对高部位未出水井实行“控水采气”+边部和低部位已出水井“早期排水采气”的治水措施保证气藏底水均匀缓慢地向上推进,减少底水水窜的发生,延缓边水侵入气藏,提高气藏无水采收率。

### 3 结论与认识

1)火山岩地质模型为受火山喷发和后期改造控制,整体是块状的,由多个高储渗体与基质和裂缝组成的连通地质体,纵横向非均质性严重。

2)在编制气田开发方案时,采用“优先动用Ⅰ、Ⅱ类储层为主,高渗开采低渗”的原则部署开发井,在升深2-1区块取得较好的实施效果。

3)开发试验证实,水平井产能是直井产能的3~5倍,这是提高徐深火山岩气藏单井产能的有效途径。

4)对边底水气藏,需搞清气藏出水机理,在气藏开采初期就采取控水或排水等措施,减少底水锥进,延缓边水侵入气藏,提高气藏无水采收率。

#### 参 考 文 献

- [1] 王成,邵红梅,洪淑新,徐深1井火山岩、砾岩储层特征研究[J].大庆石油地质与开发,2003,22(5):1-4.
- [2] 罗静兰,邵红梅,张成立,等.火山岩油气藏研究方法 with 勘探技术综述[J].石油学报,2003,24(1):31-37.
- [3] 王璞珺,郑常青,舒萍,等.松辽盆地深层火山岩岩性分类方案[J].大庆石油地质与开发,2007,26(4).
- [4] 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.
- [5] 袁士义,冉启全,徐正顺,等.火山岩气藏高效开发策略研究[J].石油学报,2006,26(5):79-81.
- [6] 杨双玲,刘万洙,于世泉,等.松辽盆地火山岩储层储集空间特征及其成因[J].吉林大学学报:地球科学版,2007,37(3):506-512.
- [7] 周学民,郭平,黄全华,等.升平气田火山岩气藏井网井距研究[J].天然气工业,2007,27(8):23-27.

(收稿日期 2008-08-20 编辑 韩晓渝)