

[引著格式] 夏雨, 罗勇, 高志彬, 等. 水平井多段压裂模型在低渗透气藏中的应用 [J]. 石油天然气学报 (江汉石油学院学报), 2015, 37 (3+4): 43~46.

# 水平井多段压裂模型在低渗透气藏中的应用

夏雨 (中海油田服务股份有限公司物探事业部, 天津 300451)

罗勇, 高志彬 (川庆钻探工程公司地质勘探开发研究院, 四川 成都 610051)

李闯 (油气藏地质及开发工程国家重点实验室 (西南石油大学), 四川 成都 610051)

**[摘要]** 为了准确描述水平井近井地带的流体渗流特征或压力分布, 需要对近水平段地带的网格加密处理, 但常规角点网格加密有较大的局限性, 难以达到裂缝宽度的毫米级别。非结构 PEBI 网格可以准确地描述水平井多段压裂模型。以大牛地低渗透气藏为例, 用 PEBI 网格建立了水平井多段压裂的网格模型, 描述了水平段的长度、压裂缝条数、裂缝宽度和裂缝导流能力。对试采期的生产历史进行了历史拟合, 工作制度定产气量生产, 计算井口压力与观察历史值拟合效果较好。在较为可靠的历史拟合基础上, 研究了气井最优配产量, 分布计算了无阻流量 1/3、1/4、1/5 和 1/6 配产方案。各个方案预测结果表明, 按无阻流量 1/4~1/5 配产, 气井稳产时间 3~5 年, 满足气田开发对气井稳产的要求, 且预测期末累计产量较高, 采速也较为合理。

**[关键词]** 水平井; 多段压裂; PEBI 网格; 合理产量; 气井稳产

**[中图分类号]** TE348 **[文献标志码]** A **[文章编号]** 1000-9752 (2015) 03+04-0043-04

与直井数值模拟技术相比, 水平井数值模拟特别是分段压裂后的水平井对空间网格建模的要求更高, 为了准确描述水平井近井地带的流体渗流特征或压力分布, 需要对近井地带特别是近水平段地带的网格进行加密处理。目前, 各个科研机构研究人员多采用直角网格或者角点网格加密来处理水平井网格问题, 配合水平井分段处理技术, 基本可以满足常规水平井或者多分支水平井的数值模拟研究。随着世界范围内低渗透油气藏和非常规气藏开发技术的发展, 水平井分段压裂技术已经得到广泛的应用。但是, 在描述水平井分段压裂裂缝或者直井压裂裂缝方面, 常规的网格加密技术具有较大的局限性。常规的水力加砂压裂缝宽属于毫米级别, 由于计算机硬件的限制, 很难把直角网格加密到毫米级别。非结构网格技术的发展为克服这一瓶颈提供了有力工具。非结构网格特别是 PEBI 网格可以准确地描述水平井多段压裂模型, 而且可以考虑多段压裂缝的长度、缝宽、裂缝孔隙度和裂缝渗透率。

以大牛地气田 DP1 井和 DP35-1 井为研究对象, 建立分段压裂水平井模型, 利用数值模拟技术对其进行动态预测。用 PEBI 网格建立水平井多段压裂的网格模型, 描述水平段的长度、压裂缝条数、裂缝宽度和裂缝导流能力。

## 1 地质概况

DP1 井目的层为二叠系山西组中的山 1 段 1 小层, 山西组气层为三角洲平原、滨岸沼泽沉积, 厚度为 78~126m (平均 106m), 埋藏深度 2640~2940m。岩性主要为灰色中-粗粒砂岩, 砂砾岩, 砾岩与黑色、深灰色泥岩, 黑色炭质泥岩互层, 下部含煤层、煤线。可分为山 1 段和山 2 段, 其中山 1 段又可分为 5 个小层, 山 2 段可分为 6 个小层。

DP35-1 井目的层为石炭系太原组中的太 2 段, 太原组气层为滨海相沉积, 厚度为 25~82m (平均

**[收稿日期]** 2014-08-20

**[基金项目]** 国家自然科学基金项目 (41274114)。

**[作者简介]** 夏雨 (1981-), 男, 工程师, 主要从事地震采集、油气田勘探工作, 57110520@qq.com。

50m)。岩性主要为深灰色、黑色泥岩，炭质泥岩、煤层与灰白色中-粗砂岩互层，局部夹灰岩透镜体，可分为太1段、太2段。

根据2口水平井及邻井的测井解释成果，统计了2口水平井对应目的层的储层物性参数，见表1。

表1 水平井目的气层物性参数表

水平井	气层	砂体厚度/m	有效厚度/m	孔隙度/%	渗透率/mD	含水饱和度/%
DP1	山1段1小层	10	10	9.39	1.74	52.89
DP35-1	太2段	21	14	5.81	0.28	55.71

## 2 水平井分段压裂地质模型建立

### 2.1 PEBI 网格生产方法

非结构网格与常规角点网格相比，在描述实际地质边界、断层和近井地带网格加密方面具有较大的优势。分段压裂井水平井数值模拟要求准确反映地层中的压力变化过程，模型要尽可能真实地描述压裂缝特征，同时要提高计算效率。这就要求裂缝网格宽度小，远离井眼的网格尺寸较大。研究模拟选用的是非结构 PEBI 网格 (Perpendicular Bisector 中垂线网格)，PEBI 网格是一种灵活性很强的差分网格，能够比较容易地逼近边界形状和实现网格加密。PEBI 网格也叫做泰森多边形网格<sup>[1,2]</sup>，其特点是一种局部正交网格，它比结构网格更为灵活，可以很好地模拟非规则地质体的边界，便于局部加密；同时又满足了有限差分方法对网格正交性的要求，最终得到的差分方程与笛卡尔网格有限差分法相似。PEBI 网格可以拥有3条以上的边，可以准确地描述实际构造特点。

首先确定网格节点数和泰森顶点数(图1)；再按任意顺序给出网格节点平面坐标；最后以逆时针顺序给出泰森节点的平面坐标。假定两相邻泰森顶点，连线必然是某一三角形的一个边，则可以从泰森节点开始划分三角形，容易证明这个三角形满足德洛内三角形特征。对每一网格节点的相邻节点进行排序，就得到了 PEBI 网格，由于三角形划分满足德洛内条件，所以可以保证生成的 PEBI 网格不会重叠。

### 2.2 多段压裂水平井网格模型

根据表2中的水平井目的层地质参数和水平井钻完井数据，分别建立了2口水平井的网格模型。

表2 水平井模型参数表

水平井	气层顶-底垂深 /m	水平井段 /m	裂缝位置/m	裂缝半长/m		裂缝宽度 /m
				左翼	右翼	
DP1	2843~2853	2988~3600	3100	57	109	0.0054
			3253	105	63	
			3400	102	67	
			3380			
DP35-1	2552~2573	2695~3495	2800	70	70	0.0054
			2980			
			3180			
			3380			

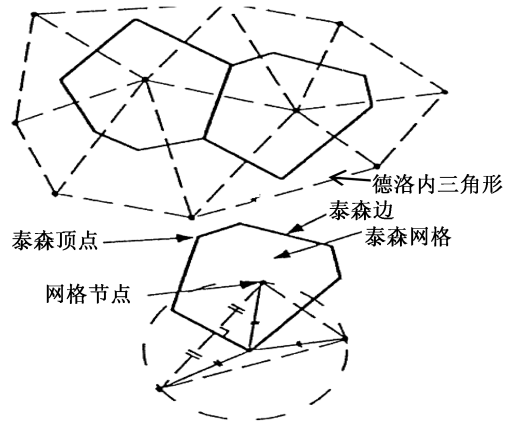


图1 PEBI 网格生成示意图

图2是DP1井的网格模型示意图，模型都考虑了水平井水平段的长度和分段压裂缝的半长和宽度。

外边界范围为边长 2000m 的正方形，模型面积保证大于单井控制面积。非近井地带的网格尺寸为 100m，最终 DP1 井和 DP35-1 井模型的网格数分别为 2124 和 2285 个。由于纵向上储层厚度不大，且没有发现明显的隔夹层，故纵向网格数为 1。

### 2.3 水平井数学模型

PEBI 网格数值模拟器在水平井模型方面进行了如下的处理<sup>[3]</sup>，定义第  $i$  个节点流入井筒的产量为  $Q_i$ ：

$$\begin{aligned} Q_i &= (h\lambda)_i \frac{\partial p}{\partial \lg r} \sum_j K_{ij} \Delta\theta_{ij} \\ &= W_i \lambda_i (p_i - p_w) \end{aligned} \quad (1)$$

式中： $Q_i$  为产量， $\text{m}^3/\text{d}$ ； $i$ 、 $j$  为 PEBI 网格的节点序号； $h$  为有效厚度， $\text{m}$ ； $\lambda$  为相对渗透率与黏度之比， $1/\text{mPa}\cdot\text{s}$ ； $K$  为绝对渗透率， $\text{mD}$ ； $W$  为节点产能指数， $\text{m}^3\cdot\text{mPa}\cdot\text{s}/(\text{d}\cdot\text{MPa})$ ； $\theta_{ij}$  为垂直于泰森边  $ij$  的方向； $r$  为任意点到井筒中心的距离， $\text{m}$ ； $p_i$  为网格的压力， $\text{MPa}$ ； $p_w$  是井底流压， $\text{MPa}$ 。

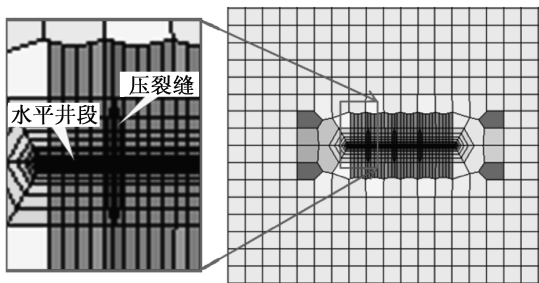


图 2 DP1 井网格模型示意图

第  $i$  个节点的生产指数为：

$$W_i = \frac{h_j \sum_j K_{ij} \Delta\theta_{ij}}{\lg\left(\frac{r_o}{r_w}\right)} \quad (2)$$

式中： $W_i$  为第  $i$  节点生产指数， $\text{m}^3\cdot\text{mPa}\cdot\text{s}/(\text{d}\cdot\text{MPa})$ ； $h_j$  为第  $j$  个节点的有效厚度， $\text{m}$ ； $r_o$  节点到井筒中心的距离， $\text{m}$ ； $r_w$  为井筒半径， $\text{m}$ 。

变轨迹路线的水平井可以在水平方向通过网格中心，因为泰森网格是在平面方向产生的。对于有倾斜角度的水平井，其生产指数  $W$  可以根据水平井段和垂直段的井指数加权得到：

$$W^2 = W_h^2 + W_v^2 \quad (3)$$

式中： $W_h$  和  $W_v$  分别为水平方向和垂直方向的生产指数， $\text{m}^3\cdot\text{mPa}\cdot\text{s}/(\text{d}\cdot\text{MPa})$ 。

## 3 数值模拟历史拟合研究

单井历史拟合的指标很多，概括起来主要包括气产量、水产量、井口压力、井底压力和地层静压力。研究的主要拟合目标是井口压力，计算过程中定产气量控制生产。通过反复调整和对比，DP1 井和 DP35-1 井都取得了较好的拟合结果，说明建立的模型较为可靠，真实地反映了地质及气井工程情况，为下一步的动态预测奠定了可靠的基础，历史拟合结果见图 3 和图 4。

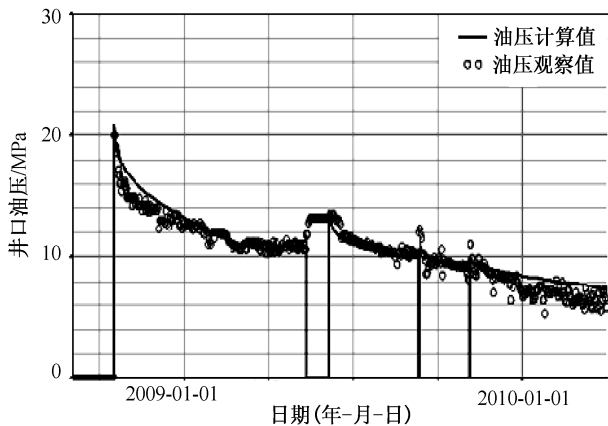


图 3 DP1 井口油压历史拟合结果图

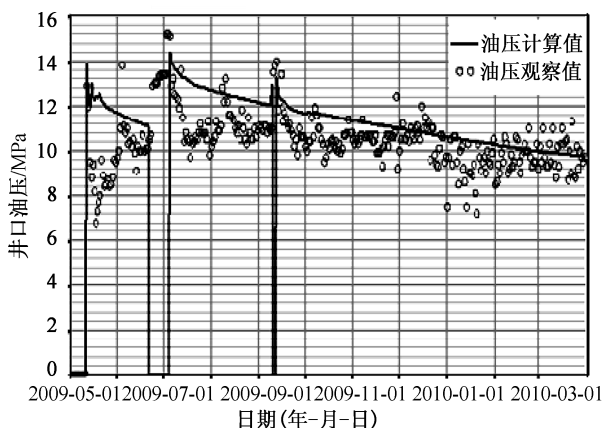


图 4 DP35-1 井口油压历史拟合结果图

## 4 水平井动态预测研究

### 4.1 预测方案的制定

在2口分段压裂水平井较为可靠的历史拟合基础上,开展了水平井的单井数值模拟预测研究工作。根据研究目标设计不同的开发方案,对各个方案的开发指标进行动态预测。开发指标预测是经济评价和工作制度确定的必要步骤。在预测方案的确定中,主要考虑了不同配产情况下气井稳产时间和累计产量等开发指标。分别按无阻流量1/3、1/4、1/5和1/6配产设计方案,其中井口压力限制条件为2MPa,动态预测时间为15a,分析不同配产条件下各个方案的稳产时间、年产量、井底流压、累计产量、采气速度和采出程度等开发指标。

### 4.2 方案效果对比分析

2口水平井各套预测方案的稳产时间和累计产气见表3。DP1井按无阻流量1/3、1/4、1/5和1/6配产设计方案,稳产时间分别为218、725、1442、3157d。DP35-1井按无阻流量1/3、1/4、1/5和1/6配产设计方案,稳产时间分别为244、773、2776、5200d。

对比2口水平井各套预测方案的预测期末累计产量:当按无阻流量1/3、1/4和1/5配产时,预测期末DP1井的累计产气量都在 $0.76 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右,明显高于按无阻流量1/6配产的累计产气量 $0.72 \times 10^8 \text{ m}^3$ 。当按无阻流量1/3配产和1/4配产时,预测期末DP35-1井的累计产气量都在 $0.75 \times 10^8 \text{ m}^3$ 左右,明显高于按无阻流量1/5、1/6配产时预测期末的累计产气量。

表3 DP1和DP35-1井不同配产情况下的预测稳产时间

井号	无阻流量/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	配产设计	实际配产/ $(10^4 \text{ m}^3 \cdot \text{d}^{-1})$	稳产时间/d	预测期末累计产气量/ $10^8 \text{ m}^3$
DP1	7.3	无阻流量1/3	2.4	218	0.764
		无阻流量1/4	1.8	725	0.762
		无阻流量1/5	1.5	1442	0.756
		无阻流量1/6	1.2	3157	0.723
DP35-1	6.2	无阻流量1/3	2.1	244	0.753
		无阻流量1/4	1.7	773	0.752
		无阻流量1/5	1.3	2776	0.712
		无阻流量1/6	1	5200	0.608

## 5 结论与认识

1) 利用PEBI网格较为准确地建立了DP1井和DP35-1井分段压裂网格模型,该模型考虑了水平井段长度、裂缝条数、裂缝半长、裂缝宽度和裂缝渗透率。

2) DP1井和DP35-1井取得了较好的历史拟合效果,说明建立的地质模型和相关参数较为可靠,真实地反映了地下实际情况。

3) DP1井和DP35-1井,按无阻流量1/4~1/5配产时,气井稳产时间3~5a,满足气田开发对气井稳产的要求,且预测期末累计产量较高,采速也较为合理。

### [参考文献]

- [1] 谢海兵. PEBI网格二维两相流数值模拟 [J]. 石油学报, 1999, 20 (2): 57~61.
- [2] 尹定. 不规则多边形有限差分网格方法及其在油藏数值模拟中的应用 [J]. 石油学报, 1990, 11 (3): 82~86.
- [3] Yusuke K. Development and applications of a three dimensional Voronoi-based flexible grid black oil reservoir simulator [J]. SPE37028, 1996.