

# 低渗致密气藏压裂水平井变质量多相流及流体物性分析

雷昊<sup>1</sup>,常鹏<sup>2</sup>,杨小松<sup>3</sup>

(中海石油(中国)有限公司湛江分公司,广东 湛江 524057; 2. 西安交通大学,陕西 西安 710049;  
3. 中国石油化工勘探开发研究院,北京 100083)

**摘要:**低渗致密气藏水平井实际生产过程中,不同的气藏会有不同比例的水产出,但目前水平井气水两相非稳态变质量流及流体物性特征少有报道。针对此现状,利用复杂结构井多段井数值模拟技术,建立了低渗气藏压裂水平井变质量多相流数值模型,着重分析低渗气藏压裂水平井气水两相非稳态变质量流特征及水平井筒沿程水气比、持液率等两相流体参数变化特征。研究成果对低渗气藏压裂水平井设计及排水采气技术优选有一定指导作用。

**关键词:**低渗气藏 压裂水平井 多相流 物性 排水采气

中图分类号:TE348 文献标识码:A

## Variable mass multiphase flow and fluid physical property analysis of fractured horizontal well in low – permeability tight gas reservoir

LEI Hao<sup>1</sup>, CHANG Peng<sup>2</sup>, YANG Xiaosong<sup>3</sup>

(1. Zhanjiang Branch of CNOOC, Zhanjiang 524057, China; 2. Xi'an Jiaotong University, Xi'an, 710049, China;  
3. Exploration and Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China)

**Abstract:** In the actual production process of low – permeability tight gas reservoir, the ratio of water output is varied with various gas reservoirs. However, it was reported few studies related to the characteristics of unsteady gas – water two – phase variable mass flow and fluid physical property of horizontal wells. Aiming at this present condition, using the numerical simulation technology of multi – segment well with complex structure, a numerical model was established for variable mass multiphase flow of fractured horizontal wells in low – permeability tight gas reservoirs. The studies were emphasized on the characteristics of gas – water two – phase unsteady variable mass flow and the water – gas ratio and liquid holdup along the path of horizontal wellbore. The research results play an important role in the design of fractured horizontal wells and optimizing the drainage gas recovery technology for low – permeability gas reservoir.

**Key words:** gas reservoir with low permeability; horizontal well fracturing; multiphase flow; physical property; drainage gas recovery

目前,水平井变质量特征研究多集中在单相流体,并且以稳态渗流流为主<sup>[1-4]</sup>,张琪等研究了水平井气液两相分层流及间歇流的压降计算模型,并验证了压力计算值和实测值的相对误差。吴宁等<sup>[5-6]</sup>分析了入流或出流对分层流向非分层流流型转变的影响,提出了适用于水平井筒这种气液两相变质量流动的分散泡状流向间歇流流型转变的判别标准,但在水平井气、水两相的非稳态变质量流沿程气、水产出及两相物性参数耦合研究方面,成果鲜有报道,针对此现状,本文利用数值模拟多段井方法,系统研究了低渗致密气藏压裂水平井气、水两相非稳态变

质量气、水产出特征及水平井筒沿程气水物性参数变化特征,对认识水平井气、水两相变质量流产出特征和水平井排水采气工艺优选有一定指导作用。

### 1 数值模型建立

利用复杂结构多段井技术建立压裂水平井数值

收稿日期:2017-05-20;改回日期:2017-07-07。

第一作者简介:雷昊(1979—),硕士,高级工程师,现从事油气田开发研究工作。E-mail:leihao@cnooc.com.cn。

模型,多段井技术是近年来国外提出来的数值模拟技术,它可以将复杂结构井主支和多个次分支井筒的轨迹作出精确数值描述,同时,对每一分支井筒又分成多个微元井筒,气藏网格节点和井筒节点相互独立,可以实现井筒气藏耦合模拟。

根据低渗致密气藏(W气田)实际的高压物性分析、压裂施工成果及不稳定试井分析获得的相关动态物性参数见表1。

表1 数值模型基础参数

储层厚度/m	孔隙度/%	水平渗透率/ $(10^{-3}\mu\text{m}^2)$	垂直渗透率/ $(10^{-3}\mu\text{m}^2)$	初始含气饱和度/%
10	8.2	0.124	0.0124	65
水平井长/m	裂缝条数/条	裂缝半长/m	导流能力/ $(10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m})$	水平井筒粗燥度/mm
1 000	6	45	30	0.016

气藏 $x,y,z$ 方向的网格数分为 $50,50,5,x,y,z$ 三个方向尺寸即气藏的长宽高分别为 $1700,600,10$ m。将 $1000$ m长的水平井筒细分为41个数值模拟段(图1),压裂裂缝条数为6条,裂缝半长 $45$ m,裂缝间距约 $110$ m,裂缝模拟采用等效模拟方法,即将裂缝所在网格宽度设置为 $0.5$ m,设置代表裂缝的网格渗透率 $60\times10^{-3}\mu\text{m}^2$ ,使渗透率与裂缝宽度的乘积等于试井解释得到的人造裂缝导流系数 $30\times10^{-3}\mu\text{m}^2\cdot\text{m}$ ,并将裂缝紧邻的两排网格的宽度也设置为 $0.5$ m,但渗透率保持气藏的原始渗透率,主要起到一个裂缝网格局部加密作用,保证裂缝数值计算的收敛性。

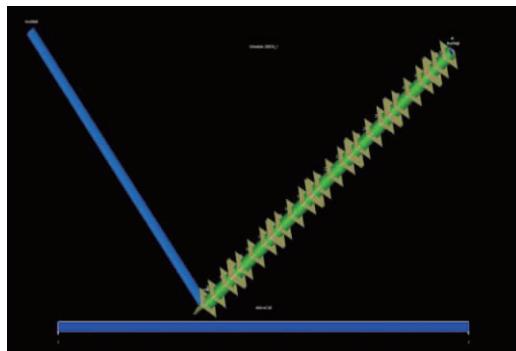


图1 水平井筒多段井数值描述(41段)

## 2 水平井非稳态变质量流特征

### 2.1 产气产水特征

预测了 $395$ d产气量、产水量和水气比,气产量和该类气藏水平井平均产气量相当,接近 $3.7\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,水产量基本不到 $2\text{ m}^3/\text{d}$ ,水气比绝大部分时间小于 $0.5\text{ m}^3/10^4\text{ m}^3$ ,表现出气藏水气比小的

特点。

随着生产的进行,产气量下降,产水量、水气比有所增加(图2,3),即随着生产的进行,气体需要携带的液量相对比例增高,水平井筒相对更容易积液。

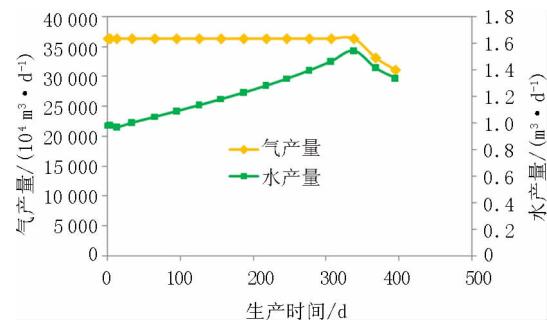


图2 产气量、产水量随生产时间的变化曲线

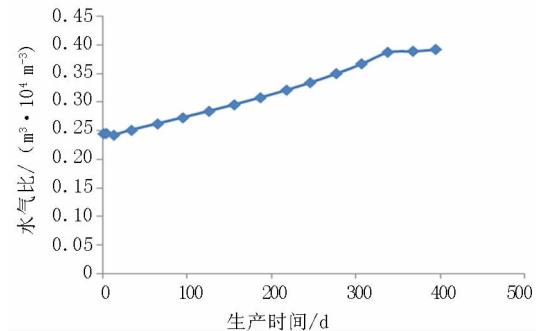


图3 水气比随生产时间的变化曲线

### 2.2 不同时间水平井筒沿程产气量剖面

在裂缝产气量汇入井筒处,由于这类气藏低渗致密,钻井时泥浆中的固相颗粒几乎完全将井筒的井壁附近堵塞,井筒基本上不产气,主要依靠压裂裂缝沟通储层,气体通过压裂裂缝进入井筒,所以井筒流量呈现阶梯状增大(图4),每一个阶梯对应一条裂缝。

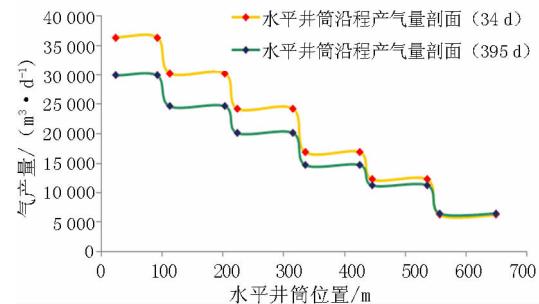


图4 不同井筒位置气体流量

水平井筒靠近指端的气体流量最小(图4),相对是更容易积液的部位,建议在低渗气藏水平井设计时,如果地层存在一定倾角,根端到指端,呈一定向上的倾角,有利于水平井筒液体在重力作用下回

流根端而被排出,而不是滞留井筒阻碍气体的流动,额外增加流动阻力。

### 2.3 不同时间水平井筒沿程产水量剖面

在裂缝与井筒交汇处,井筒水流量呈阶梯状增大(图5);且裂缝相互之间存在干扰,两端裂缝的产水量相对较高。

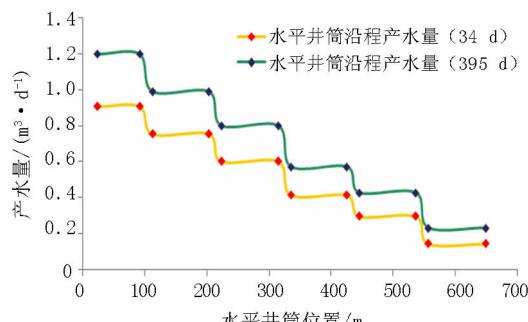


图5 不同井筒位置水流量

### 2.4 水平井沿程水气比

生产初期,水平井沿程水气比几乎无变化,见图6中1,34 d曲线。

随着生产的进行,水气比逐渐增大,沿水平井流动方向,根端水气比略大于指端,见图6中395 d曲线。

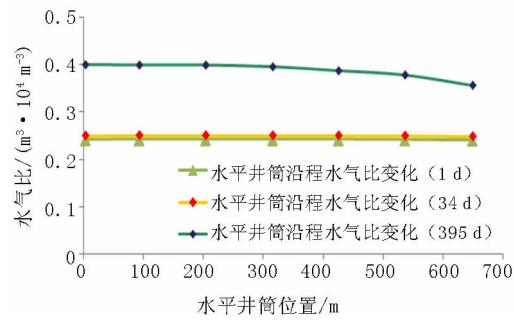


图6 水平井筒沿程水气比变化

### 2.5 水平井沿程压力降

由于气藏储层致密低渗,随着生产的进行,井筒及附近压力下降较快,很快降到废弃井底流压(图7),即生产后期,随着井筒能量的下降,气体携液的难度增加。

当水平井产气量  $3.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$  时,图中水平井筒沿程压力曲线几乎为直线,表明摩阻压降和加速度压降小,对水平井沿程压力分布影响较小(图7),其原因是:①储层致密,气井产气产水量低,气水流速小,摩阻小;②井筒直径为 0.1 m,相对较大,摩阻压降小。因此,在低渗致密气藏开发中,如果产气产水量小,建议在水平井气藏工程及采气

工艺分析时,摩阻对压力及产能的影响不作为重点考察因素。

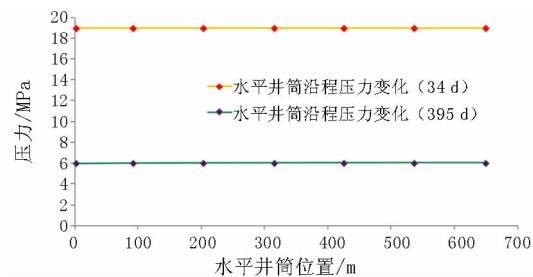


图7 水平井沿程压力

### 2.6 井筒流体速度变化

沿着水平井筒流动方向,水平井筒流体速度也不断增加,如图8。主要是由于沿程压力不断降低,气体密度、粘度等也随之降低,同时气体产量不断增大,井筒流体速度不断增加。同理,随着生产的进行,由于压力和气体粘度不断降低,井筒流动速度也不断增大。

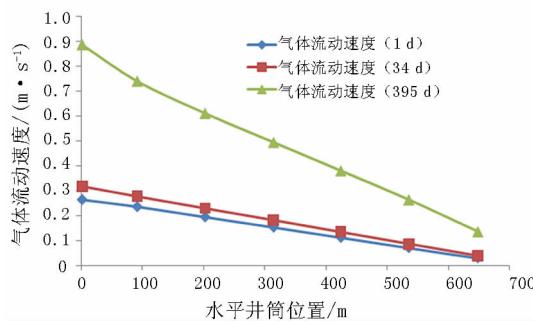


图8 水平井筒中流体速度剖面

### 2.7 持液率变化

生产初期水平井筒不同位置持液率变化不大,生产 395 d 时,水平井指端持液率最低,沿井筒方向,持液率不断增大,并基本保持平稳。

随着生产的进行,水平井筒内气体持液率不断减小,也表明低渗气藏水平井开发后期,气体携液的难度会增大,水平井筒更容易积液(图9)。

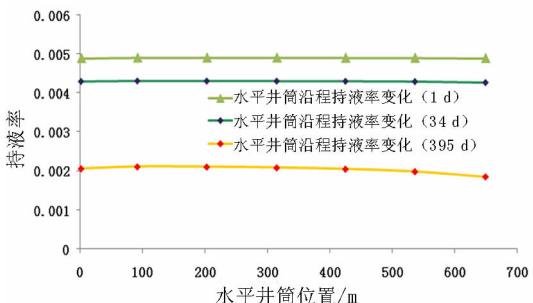


图9 水平井筒沿程持液率变化( $q_g = 3.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ )

### 3 结论

(1) 随着生产的进行,井筒压力降低,产气量下降,产水量和水气比增加,生产中后期水平井筒相对更容易积液。由于产气主要依靠压裂裂缝,沿井筒流动方向,产气产水量呈阶梯状增大,根端最大,指端最小,指端是相对更容易积液的部位,建议水平井设计时,根端到指端呈向上的倾角,更利于指端积液的排出。

(2) 越靠近根端时,井筒内流量越大,压降损失越大,低渗气藏水平井产量为 $3.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 时,水平井沿程压力损失小,对低渗致密气藏开发中,如果产气产水量小时,建议水平井压力及产能分析时,摩阻的影响不作为主要考察因素。

(3) 随着生产的进行,压力不断下降,井筒密度大幅度下降,粘度也不断降低,同时气体产量不断增大,井筒流体速度也不断增加。

(4) 水平井筒不同位置持液率变化不大,随着

生产的进行,持液率减小,表明低渗气藏水平井开发后期,气体携液的难度会增大,水平井筒更容易积液。

#### 参考文献:

- [1] DIKKEN B J. Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance [R]. SPE 19824, 1989.
- [2] 孙福街,韩树刚,程林松,等. 低渗气藏压裂水平井渗流与井筒管流耦合模型 [J]. 西南石油学院学报, 2005, 27(1): 32–36
- [3] 杨小松,刘传喜,严瑾,等. 鱼骨型多分支水平气井产能规律研究 [J]. 石油学报, 2008, 29(5): 727–733.
- [4] 李松泉,廉培庆,李秀生. 水平井井筒和气藏耦合的非稳态模型 [J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2009, 31(1): 53–57+187.
- [5] 张琪,周生田,吴宁,等. 水平井气液两相变质量流的流动规律研究 [J]. 石油大学学报(自然科学版), 2002, 26(6): 46–49.
- [6] 吴宁,张琪,曲占庆,等. 水平井筒变质量气液两相流动模型 [J]. 石油钻采工艺, 2001, 23(1): 42–46

(编辑 谢葵)

(上接第 55 页)

- [4] 范金旺,何东,刘芳等. 新区采油速度与稳产时间、递减率变化关系研究 [J]. 断块油气田, 2007, 14(4): 47–48+92.
- [5] 张迎春,童凯军,葛丽珍,等. 水平井开发大气顶弱边水油藏早期采油速度研究 [J]. 石油天然气学报, 2011, (5): 106–110+337
- [6] 陈民锋,吕迎红,杨清荣. 利用相对渗透率资料研究油藏水驱状况 [J]. 断块油气田, 1998, 5(5): 26–29.
- [7] 陈民锋,时建虎,盖建,等. 一种评价油水井生产能力的新方法及其应用研究 [J]. 复杂油气藏, 2015, 8(1): 41–43+82.
- [8] 王俊魁,万军,高树棠. 油气藏工程方法研究与应用 [M]. 北京:石油工业出版社, 1998.
- [9] 缪飞飞,张宏友,张言辉,等. 一种水驱油田递减率指标开发效果评价的新方法 [J]. 断块油气田, 2015, 22(3): 353–355+360.
- [10] 中国石油天然气集团公司. 油气田开发工程常用术语(SY/T6174–1995)[S]//中华人民共和国石油天然气行业标准. 北京:中国石油天然气集团公司, 1996.

- [11] 郑伟,姜汉桥,陈民锋,等. 中高含水期油藏注采有效性研究 [J]. 特种油气藏, 2011, (4): 66–69+138.
- [12] 史云清,刘长利. 复杂断块油田开发动态分析方法 [M]. 北京:石油工业出版社, 2001.
- [13] 程仲平,李洪海,张修文. 注水开发油田提高采液量和稳油控水研究 [J]. 断块油气田, 1998, 5(6): 34–37.
- [14] 王敏,陈民锋,李晨辰,等. 海上稠油油田采油速度变化规律综合研究 [J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2015, 17(4): 64–66.
- [15] 宁海川,叶鹏,刘华,等. 杞北油田稳产参数的确定及稳产趋势分析 [J]. 大庆石油地质与开发, 2003, 22(2): 38–40+69.
- [16] 中国石油天然气集团公司. 油田开发等级水平(SY/T6219–1996)[s]//中华人民共和国石油天然气行业标准. 北京:中国石油天然气总公司, 1996.
- [17] 白利华,贺小强. 试论白狼城油田开发的经济极限井网密度 [J]. 大众科技, 2006(8): 225–227.

(编辑 谢葵)