

天然气开发

# 气水过渡带内底水凝析气藏数值模拟研究

## ——以吉拉克 T II 2<sup>4</sup> 凝析气藏为例

李世川<sup>1,2</sup>, 黄召庭<sup>1</sup>, 江同文<sup>3</sup>, 牛 玉<sup>1</sup>, 阳建平<sup>1</sup>, 成荣红<sup>1</sup>, 谢 伟<sup>1</sup>, 汪 斌<sup>1</sup>

(1. 中国石油塔里木油田分公司勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000;

2. 西南石油大学, 四川 成都 610500; 3. 中国石油塔里木油田分公司, 新疆 库尔勒 841000)

**摘要:**吉拉克 T II 2<sup>4</sup> 底水凝析气藏构造幅度低, 非均质性强, 气藏顶部存在低电阻气层段, 气水关系复杂。结合气藏地质和生产特征, 对压汞资料分类评价并归一化处理计算气水过渡带高度, 结果表明该气藏总体处于气水过渡带内, 为气水过渡带内的底水凝析气藏。在对比各种建立气藏原始饱和度方法的基础上, 采用毛细管压力法建立该气藏原始饱和度场并进行数值模拟研究。利用 2 种方法实现了产水气井的精细模拟: 一是考虑饱和顺序对相对渗透率曲线影响, 实现主要受可动水影响, 初期见水且低产稳产水气井的精细模拟; 二是采用局部网格加密准确描述反凝析与底水锥进对近井地带影响, 实现主要受底水影响, 见水后产水量逐渐增大的气井精细模拟。研究结果表明, 这些方法对复杂凝析气藏模拟具有很好的效果, 对同类气藏模拟具有重要的参考作用。

**关键词:**吉拉克气田; 气水过渡带; 毛细管压力; 饱和顺序; 局部网格加密; 数值模拟

**中图分类号:** TE34      **文献标志码:** A      **文章编号:** 1672-1926(2014)11-1855-06

**引用格式:** Li Shichuan, Huang Zhaoting, Jiang Tongwen, *et al.* The numerical simulation study of basal water condensate gas reservoir in gas-water transition zone: An example from T II 2<sup>4</sup> condensate gas reservoir in Jilake Gasfield[J]. Natural Gas Geoscience, 2014, 25(11): 1855-1860. [李世川, 黄召庭, 江同文, 等. 气水过渡带内底水凝析气藏数值模拟研究——以吉拉克 T II 2<sup>4</sup> 凝析气藏为例[J]. 天然气地球科学, 2014, 25(11): 1855-1860.]

## 0 引言

气水过渡带内底水凝析气藏是指气层厚度小于气水过渡带高度的底水凝析气藏。这类气藏一般具有气层厚度小、储层孔隙度低、渗透率低、非均质性强、毛细管压力作用强及原始含水饱和度高等特点。在这类气藏中, 储层孔隙中的水主要以可动水和残余水 2 种方式赋存<sup>[1-3]</sup>, 由于可动水的存在, 部分气井投产后立即见水。吉拉克 T II 2<sup>4</sup> 凝析气藏就属于这类气藏。本文以吉拉克 T II 2<sup>4</sup> 凝析气藏作为研究对象, 主要研究该气藏原始饱和度场建立方法以及产水气井的历史拟合方法, 以期同类气藏数

值模拟提供参考。

## 1 气藏基本特征

吉拉克 T II 2<sup>4</sup> 底水凝析气藏为 NW—SE 向短轴背斜构造, 其构造幅度低, 最高的 L01 井含气高度仅为 17.4m, 多数都在 13m 以下, 构造内部断层较发育。沉积相属扇三角洲前缘亚相, 总体为正韵律沉积, 储层底部物性较好, 中上部物性较差, 非均质性严重。气藏顶部受构造幅度低、束缚水饱和度高、地层水矿化度高以及黏土矿物富集等因素综合影响<sup>[4-7]</sup>, 存在低电阻气层段, 低电阻气层段厚度差异大, 最厚的 L02 井达到 10.5m, 而部分井没有低电阻

收稿日期: 2013-12-11; 修回日期: 2014-05-22.

基金项目: 国家科技重大专项“高压气藏安全高效开发技术”(编号: 2011ZX05015-001); 中国石油天然气股份有限公司重大专项“高压、超高压气田及凝析气田高效开发技术”(编号: 2010E-2103-01)联合资助。

作者简介: 李世川(1966-), 男, 重庆万州人, 高级工程师, 在读博士, 主要从事气田开发研究. E-mail: tmlsc@126.com.

通讯作者: 黄召庭(1984-), 男, 贵州岑巩人, 工程师, 硕士, 主要从事油气藏工程研究. E-mail: hztcdut@163.com.

气层段。由于低阻段黏土矿物富集导致喉道变细,毛细管作用明显,原始含气饱和度低。分析认为该气藏总体处于气水过渡带内,含气饱和度受储层物性影响较大,物性好的区域,含气饱和度较高,物性差的区域,含气饱和度较低。气藏为底水凝析气藏。

该气藏于2005年4月投产,以老井为主进行衰竭式开发。投产后油气产量不断下降,含水率持续上升。气藏主要表现出以下生产特征:①由于储层薄,以正韵律沉积为主,夹层不发育,直井生产底水锥进快,无水期短,产量递减快;②底水较为活跃,地层压力下降缓慢,目前压力保持程度为94%;③水平井开发效果差异较大,位于储层上部的水平井由于物性差、含气饱和度低、通常带水生产,产量低,位于储层下部的水平井初期产量相对较高,但见水快;④低产水井主要受局部非均质性形成的可动水影响,投产后立刻见水,但含水率在一段时间内相对稳定,高产水井主要受底水影响<sup>[8]</sup>。

## 2 气水过渡带高度计算

由于该气藏构造幅度低、非均质性强、毛细管作用明显,气水关系复杂,而低电阻气层段黏土矿物富集导致微孔隙发育,毛细管作用更加明显。图1是渗透率为 $(20\sim 50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的岩心毛细管压力曲线,可见在相同渗透率范围内,低阻岩心的毛细管压力总体上高于高阻岩心。对于砂岩气藏,储层孔隙的大小影响毛细管压力大小,而储层孔隙大小通常与渗透率大小有关,具体来说可表述为高渗透率储层的过渡带要比低渗透率储层的过渡带短<sup>[9]</sup>。因此本文研究,根据岩心所处层位的电阻率,把气藏的压汞、相渗资料分为2大类(低阻大类和高阻大类),每大类按岩心渗透率分为6小类(渗透率大于 $500\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $(200\sim 500)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $(100\sim 200)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $(50\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、 $(20\sim 50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 、小于 $20\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ )并归一化处理,以获取代表每小类的平均毛细管压力曲线。

计算气水过渡带高度的具体过程是:根据实验条件与地层条件的区别,将毛细管压力资料转化为地层条件的毛细管压力,然后对每小类毛细管压力资料归一化处理获取代表每小类的平均毛细管压力曲线,利用每小类平均毛细管压力曲线计算气水过渡带高度,其计算结果见表1。

计算结果表明:对于渗透率范围相同的储层,高阻储层的气水过渡带比低阻储层的气水过渡带短,由于该气藏构造幅度低,气藏总体处于气水过渡带

内,气藏为气水过渡带内的底水凝析气藏。

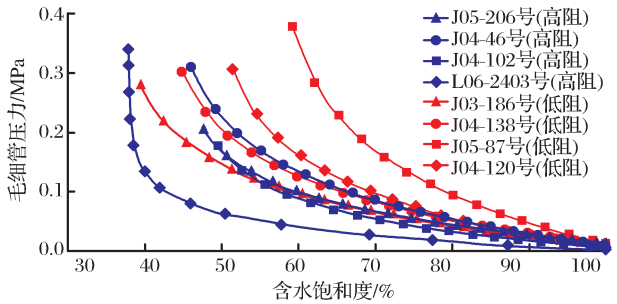


图1 渗透率为 $(20\sim 50)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的岩心毛细管压力对比

Fig. 1 Comparison of core capillary pressure for permeability from  $20\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$  to  $50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$

## 3 气水过渡带内底水凝析气藏数值模拟方法

### 3.1 气藏原始饱和度场建立方法

气藏原始饱和度场的建立是储量评价及数值模拟研究的基础。目前国内外确定含水饱和度的方法主要有2类:①利用油基泥浆或密闭取心直接测定岩心含水饱和度;②利用测井解释和毛细管压力曲线及水驱油实验等间接方法求取含水饱和度<sup>[10-11]</sup>。吉拉克TⅡ2<sup>4</sup>凝析气藏虽然在J07井和J04井进行过密闭取心,但密闭率低,所测含水饱和度失真。同时,部分井气层内存在低电阻气层段,使电阻率测井解释含水饱和度难以真实反映地下实际情况,因此毛细管压力法是建立该气藏饱和度场的有效方法。

利用毛细管压力法建立该气藏原始饱和度场的具体方法是:根据测井电阻率和储层渗透率分布情况,将模型网格系统分为12小类,每小类对应一套相渗、毛细管压力数据,这样每个网格就与相渗、毛管压力资料建立了一一对应关系;然后根据气水界面和各个网格对应的毛细管压力曲线的排驱压力,可以计算每个网格对应的自由水界面;根据各个网格的深度与对应的自由水界面,可以计算每个网格到自由水界面的距离;根据这个距离与地下水气密度差可以计算对应的毛细管压力大小;根据毛细管压力大小和对应的毛细管压力曲线可以确定各个网格的原始含水饱和度,从而确定整个气藏的原始含水饱和度分布(图2)。从气藏的原始含水饱和度分布可知,气藏顶部原始含水饱和度较高,主要是由于储层总体为正韵律沉积,顶部物性较差,同时顶部存在低电阻气层段所致。气藏中下部主要受储层物性影响,物性好的区域,原始含水饱和度较低,反之,原始含水饱和度较高。原始含水饱和度的这种分布特征是气井产能差异大、部分

井投产后立即产水的主要原因。

3.2 饱和顺序对相对渗透率的影响及处理方法

饱和顺序是指在测定相对渗透率的过程中,采用的是驱替过程还是吸入过程。过程不同,不仅影响流体在孔隙中的流动与分布,也影响相对渗透率曲线的特征<sup>[12]</sup>。改变流体饱和过程而引起渗透率的不同叫作滞后现象。由于相对渗透率的测量受到滞后现象的影响,因此,在实验中模拟油藏的流体饱和历史是十分重要的<sup>[9]</sup>。油藏的开发过程是排驱与渗吸相结合的过程,正确处理相对渗透率的滞后现象,对反映油藏开发实际具有十分重要的意义<sup>[13]</sup>。

调研国内外水驱砂岩气藏残余气饱和度相关文献<sup>[14-15]</sup>,发现水驱砂岩气藏的残余气饱和度较高,这正是水驱气藏的采收率比定容气藏采收率低的原因。结合吉拉克 TⅡ<sup>2</sup><sub>4</sub> 凝析气藏的地质条件,该气藏的水驱残余气饱和度在 28%~35%之间,根据毛细管压力法建立的饱和度场,低渗储层的原始含气饱和度小于或接近残余气饱和度,这必然导致位于低渗区的气井不产气而只产水。这与实际情况不符合,例如计算 L08 井射孔段的平均含气饱和度仅为 30%,但试采时日产气为  $(1\sim2)\times10^4\text{ m}^3/\text{d}$ ,水气比  $(10\sim20)\times\text{m}^3/10^4\text{ m}^3$ ,并非完全不产气。

表 1 不同类别储层气水过渡带高度计算结果

Table 1 Computational result of gas-water transitional zone height for different reservoirs					
高阻类储层	渗透率范围/ $(\times10^{-3}\mu\text{m}^2)$	过渡带高度/m	低阻类储层	渗透率范围/ $(\times10^{-3}\mu\text{m}^2)$	过渡带高度/m
HR1	>500	7.34	LR1	>500	8.28
HR2	200~500	14.76	LR2	200~500	17.76
HR3	100~200	18.20	LR3	100~200	21.20
HR4	50~100	20.69	LR4	50~100	43.59
HR5	20~50	32.91	LR5	20~50	61.01
HR6	<20	71.90	LR6	<20	164.59

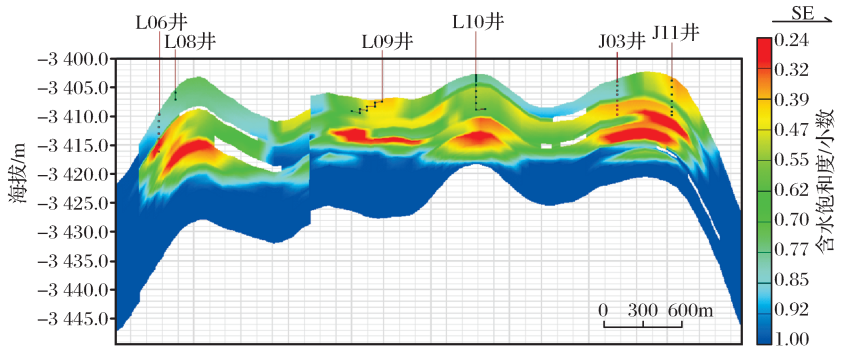


图 2 吉拉克 TⅡ<sup>2</sup><sub>4</sub> 凝析气藏原始含水饱和度分布特征

Fig. 2 Distribution of initial water saturation for Jilake TⅡ<sup>2</sup><sub>4</sub> condensate gas reservoir

因此,有必要考虑饱和顺序对相对渗透率影响。图 3 是典型的非润湿相相渗曲线,由曲线可知,非润湿相排驱相渗曲线(1~2)与渗吸相渗曲线(2~3)是不一样的。当气藏的含气饱和度达不到其最大饱和度时(点 2 对应的非润湿相饱和度),其相渗曲线将通过该非润湿相饱和度的扫描曲线获得(如 4~5),扫描曲线的非润湿相残余饱和度明显降低。计算扫描曲线的方法主要包括:Carlson 法、Killough 法及 Jargon 法,本文研究采用 Killough 法<sup>[16]</sup>。利用这种方法较好地实现了如 L08 井这类低含气饱和度气井模拟,为提高历史拟合精度奠定了理论基础。

根据我国《石油天然气行业标准》(SY/T 6339-

1998、SY/T 5843-1997),非稳态法油气、气水相对渗透率测定分别采用气驱油和气驱水,即非润湿相驱润湿相,得到的相对渗透率曲线是排驱曲线。在用上述方法进行数值模拟时,需要获得渗吸相渗曲线。Coats 提出了相对渗透率的滞后模型,利用该模型,成功地处理了油气系统中相对渗透率滞后现象,并且也考虑了驱替循环中临界气体饱和度<sup>[17-19]</sup>。

首先将驱替曲线作归一化处理,即设:

$$\bar{K}_{rg} = f(\bar{S}_g)$$
$$\bar{K}_{rg} = K_{rg}/K_{rgro} = f(\bar{S}_g)$$

(1)

$$\bar{S}_g = \frac{S_g - S_{gcr}}{1 - S_{oc} - S_{wc} - S_{gcr}}$$

(2)

因此修正后的残余气饱和度  $S_{gc}^*$  可表示为:

$$S_{gc}^* = S_{gc} \frac{S_g^A}{(1 - S_{wc} - S_{oc})} \tag{3}$$

当气相饱和度由  $S_g^A$  下降至  $S_g < S_g^A$  时,有效的残余气饱和度由下式计算:

$$S_{gc}^{eff} = \omega S_{gc}^* + (1 - \omega) S_{gcr} \tag{4}$$

其中:

$$\omega = \frac{S_g^A - S_g}{S_g^A - S_{gc}^*} \tag{5}$$

$K_{rg}$  作为  $\bar{S}_g$  的函数,由方程式(1) 求出,式中:

$$\bar{S}_g = \frac{S_g - S_{gc}^{eff}}{1 - S_{wc} - S_{oc} - S_{gcr}} \tag{6}$$

式(1)–(6) 中: $S_{oc}$  为驱替循环中残余油饱和度; $S_{wc}$  为束缚水饱和度; $S_{gcr}$  为临界气体饱和度; $S_g$  为含气饱和度; $K_{rg}$  为气相渗透率; $K_{rgro}$  为相应于残余油饱和度的气相渗透率; $S_g^A$  为驱替循环中气体所能达到的最大饱和度。

使用这种方法,当  $S_g$  增加至最大含气饱和度时, $\omega$  减小为 0, $K_{rg}$  将沿着原始驱替曲线变化。如果  $S_g$  逐渐减小, $\omega$  将逐渐增加,最后达到 1,并且  $S_{gc}^{eff}$  将朝着  $S_{gc}^*$  变化,当  $S_g$  达到  $S_{gc}^*$  时, $\bar{K}_{rg} = K_{rg} = 0$ 。这种方法用来光滑地从驱替曲线向渗吸曲线插值,当气体饱和度在格块中最大值和有效残余气饱和度之间变化时,只需输入驱替相对渗透率和残余气饱和度。程序将按上面公式生成渗吸曲线。生成油水相对渗透率滞后曲线采用类似方法。

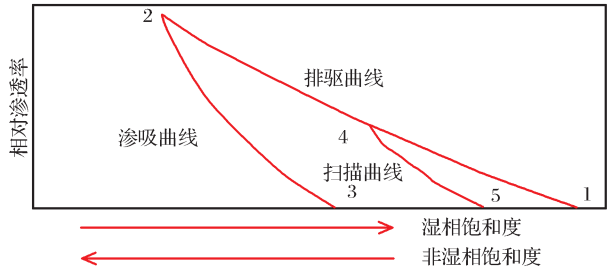


图 3 典型相对渗透率曲线

Fig. 3 A typical pair of relative permeability curves

利用上述方法获得渗吸曲线,在数值模拟时对同一网格指定驱替相渗曲线和渗吸相渗曲线,同时采用 Killough 法生成扫描曲线,较好地实现了位于高原始含水饱和度区域内(存在可动水)、投产初期见水且低产稳产水气井的精细模拟。例如 L12 井,射孔井段的平均渗透率为  $14.5 \times 10^{-3} \mu m^2$ ,原始含气饱和度仅为 32%,2008 年 4 月 8 日投产,4d 后见水,生产 20d 后含水率达到 30.14%,至 2012 年 12 月,平均日产水  $9.05 m^3/d$ ,平均含水率为 43.41%,

模拟效果见图 4。

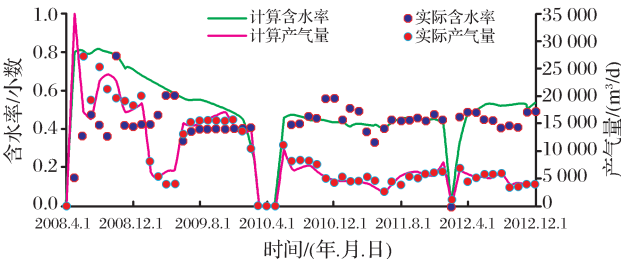


图 4 考虑饱和顺序影响的 L12 井历史拟合效果

Fig. 4 History match effectiveness of well L12 by considering saturation history

3.3 局部网格加密方法及效果

对于凝析气藏,一般采用组分模型进行模拟,由于组分模型计算量大,因此对于含气面积较大的凝析气藏,为了提高计算速度,通常采用较大的网格步长以减少网格数量。然而对于衰竭开发的凝析气藏,当地层压力下降到露点压力以后,受反凝析影响,气井附近凝析油聚集,并随距离气井的半径增加凝析油饱和度降低,同时气井附近生产压差最大,底水锥进最快。为了准确地描述气藏开采过程中水锥和反凝析对近井地带的影响,减少数值弥散,要求近井地带采用细网格模拟。局部网格加密较好地解决了这些问题<sup>[20]</sup>。本文研究中,对于直井采用径向局部网格加密 Radfin 实现,对于水平井采用 Carfin 加密。

图 5 是 L02 井 2007 年 6 月在一 3 406.2m 处的凝析油分布平面图,可见在距离井筒越近的区域,含油饱和度越高,反之,含油饱和度就越低。

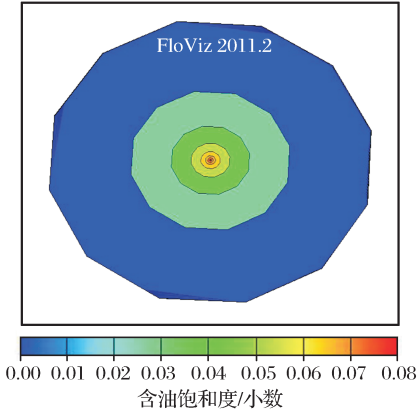


图 5 L02 井 2007 年 6 月凝析油分布平面特征

Fig. 5 Condensate oil distribution for well L02 in June, 2007

图 6 是 L02 井局部网格加密前后含水率模拟效果图,可见未进行加密时,后期的含水率偏高,主要是网格尺寸大,无法精确描述凝析油在近井地带的分布造成,因为凝析油在近井地带的聚集,使底水



锥进得到缓解。

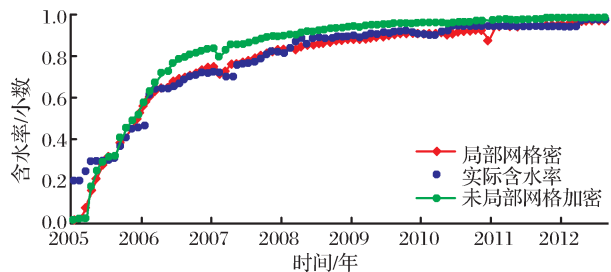


图6 L02井局部网格加密前后拟合效果对比

Fig. 6 Comparison of history match effectiveness by LGR in well L02

## 4 数值模拟研究结果

本文研究结合该气藏的地质特征和生产特征,运用上述方法较好地描述了气藏的渗流物理特征。由于储层的非均质性、低电阻气层段平面及纵向的不连续性,在历史拟合阶段对局部饱和度场分区进行适当调整,实现了气藏及单井精细历史拟合。图7是气藏产气量和含水率的拟合效果图(由于该气藏采用气液两相分离器,研究中采用液控),试采阶段(1998年12月—2005年01月),由于计量原因,拟合效果相对差一些,投产后,拟合效果较好。

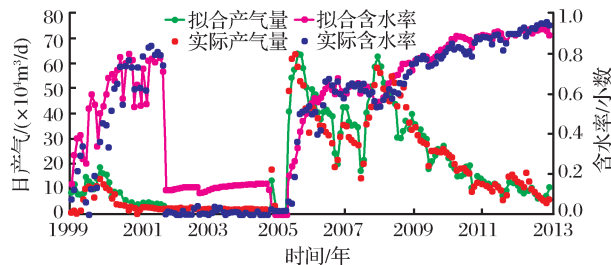


图7 气藏含水率与产气量拟合效果

Fig. 7 History match effectiveness of water cut and gas production rate

## 5 结论

(1)结合该气藏的地质特征和生产特征,计算气水过渡带高度认为该气藏总体处于气水过渡带内,为气水过渡带内的底水凝析气藏。

(2)根据该气藏资料实际情况,在对比各种建立气藏原始饱和度场方法的基础上,确定采用毛细管压力法建立该气藏的原始含水饱和度场,所建立的饱和度场科学合理,反映了气藏的地质特征和生产特征。

(3)考虑饱和顺序对相对渗透率的影响,在模拟过程中,同时输入排驱相渗曲线和渗吸相渗曲线,并采用Killough法自动生成扫描曲线,实现了主要受可动水影

响,投产初期见水且低产稳产水气井的精细模拟。

(4)采用局部网格加密技术,准确地描述了反凝析与底水锥进对近井地带的影响,实现了主要受底水影响,见水后产水量逐渐增大的气井精细模拟。

## 参考文献(References):

- [1] Wei Yunsheng, Shao Hui, Jia Ailin, *et al.* Gas water distribution model and control factors in low permeability high water saturation sandstone gas reservoirs[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(5): 822-826. [位云生, 邵辉, 贾爱林, 等. 低渗透高含水饱和度砂岩气藏气水分布模式及主控因素研究[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(5): 822-826.]
- [2] Hu Yong, Shao Yang, Lu Yongliang, *et al.* Experimental study on occurrence models of water in pores and the influencing to the development of tight gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(1): 176-181. [胡勇, 邵阳, 陆永亮, 等. 低渗气藏储层孔隙中水的赋存模式及对气藏开发的影响[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(1): 176-181.]
- [3] Hao Guoli, Liu Guangdi, Xie Zengye, *et al.* Gas-water distributed pattern in Xujiahe Formation tight gas sandstone reservoir and influential factor in central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2010, 21(3): 427-434. [郝国丽, 柳广弟, 谢增业, 等. 川中地区须家河组致密砂岩气藏气水分布模式及影响因素分析[J]. *天然气地球科学*, 2010, 21(3): 427-434.]
- [4] Zhao Jun, Song Fan. Genetic analysis and evaluation of low resistivity oil formation in Tarim Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2004, 31(6): 69-71. [赵军, 宋帆. 塔里木盆地低电阻率油层成因分析与评价[J]. *石油勘探与开发*, 2004, 31(6): 69-71.]
- [5] Mao Zhiqiang, Gong Fuhua, Liu Changyu, *et al.* Experimental study on the genesis of low resistivity pay zone in north region of Tarim Basin[J]. *Well Logging Technology*, 1999, 23(4): 243-248. [毛志强, 龚富华, 刘昌玉, 等. 塔里木盆地油层低阻成因实验研究[J]. *测井技术*, 1999, 23(4): 243-248.]
- [6] You Yuchun, Liu Weixing, Tan Zhenhua, *et al.* Genesis of low-resistivity reservoirs in Qintong Sag, Subei Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2009, 20(6): 941-944. [游瑜春, 刘伟兴, 谭振华, 等. 苏北盆地溱潼凹陷低阻油层成因研究[J]. *天然气地球科学*, 2009, 20(6): 941-944.]
- [7] Yu Qixiang, Lu Qinghua, Zhu Yonghui. Characteristics and genesis of low resistivity gas reservoir of Cretaceous-Tertiary in southern Tianshan area[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2011, 22(1): 108-114. [余琪祥, 路清华, 朱永辉. 天山南区块白垩系—第三系低阻气层特征及成因分析[J]. *天然气地球科学*, 2011, 22(1): 108-114.]
- [8] Li Yong, Li Baozhu, Hu Yongle, *et al.* Water production analysis and reservoir simulation of the Jilake condensate gas field[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010, 37(1): 89-93. [李勇, 李保柱, 胡永乐, 等. 吉拉克凝析气田单井产水分析及数值模拟[J]. *石油勘探与开发*, 2010, 37(1): 89-93.]
- [9] Ran Xinquan, He Jiangchuan. *Reservoir Engineering Hand-*

- book[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2002. [冉新权, 何江川. 油藏工程手册[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002.]
- [10] Zhang Houhe, Qin Ruibao. Applied Capillary Pressure Curves to Calculate Original Water Saturation Distribution in Triassic Gas Reservoir in Jilake Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992. [张厚和, 秦瑞宝. 利用毛管压力曲线研究吉拉克气田三叠系凝析气藏含水饱和度之分布[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992.]
- [11] Chen Fuli, Jin Yong, Zhang Shupin, *et al.* NMR T2 distribution method for evaluating fluid saturation of original hydrocarbon reservoirs: A case form complex gas reservoirs in deep zone volcanics Daqing[J]. Natural Gas Geoscience, 2007, 18(3): 412-417. [陈福利, 金勇, 张淑品, 等. 用核磁 T2 谱法评价原始气藏流体饱和度——以大庆深层火山岩复杂气藏为例[J]. 天然气地球科学, 2007, 18(3): 412-417.]
- [12] Li Aifen, Zhang Zhiying, Cui Chuanzhi, *et al.* Fundamentals of Petrophysics[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 2011. [李爱芬, 张志英, 崔传智, 等. 油层物理学[M]. 东营: 中国石油大学出版社, 2011.]
- [13] Zhang Liehui, Feng Peizhen, Liu Yueping, *et al.* Ration distribution of oil and gas in the process of single well gas-injection[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 2000, 22(4): 52-55. [张烈辉, 冯佩真, 刘月萍, 等. 单井注气吞吐过程中油气饱和度分布研究[J]. 西南石油学院学报, 2000, 22(4): 52-55.]
- [14] Sheng Ruyan. Experimental study on residual gas saturation of water-flooded sandstone gas reservoirs[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 2010, 32(4): 105-107. [生如岩. 水驱砂岩气藏残余气饱和度试验研究[J]. 石油天然气学报, 2010, 32(4): 105-107.]
- [15] Li Shilun, Wang Minghua, He Jiangchuan, *et al.* Development of Gas Field and Gas Condensate Field[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004. [李世伦, 王鸣华, 何江川, 等. 气田与凝析气田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.]
- [16] Killough J E. Reservoir simulation with history dependent saturation function[J]. Society of Petroleum Engineers Journal, 1976, 16(2): 37-48.
- [17] Li Yun. Reservoir Simulation[M]. Dongying: China University of Petroleum Press, 1998. [李允. 油藏模拟[M]. 东营: 石油大学出版社, 1998.]
- [18] Zhang Feng, Wang Zhensheng, Cheng Yan, *et al.* Processing methods for relative permeability curves in reservoir numerical simulation[J]. Natural Gas Geoscience, 2010, 21(5): 859-862. [张枫, 王振升, 程岩, 等. 油藏数值模拟中油水相对渗透率曲线处理方法[J]. 天然气地球科学, 2010, 21(5): 859-862.]
- [19] Zhou Qi, Zhu Xueqian, Liu Chuanxi. The curve and processing of capillary pressure hysteresis and relative permeability hysteresis [J]. Oil and Gas Recovery Technology, 1999, 6(3): 47-50. [周琦, 朱学谦, 刘传喜. 毛细管力滞后曲线和相渗透率滞后曲线及处理[J]. 油气采收率技术, 1999, 6(3): 47-50.]
- [20] Liu Guangtian, Li Baozhen. Local grid coarsening and refinement technique in the numerical simulation of large bottom water reservoirs [J]. Science Technology and Engineering, 2012, 13(12): 3207-3210. [刘广天, 李保振. 局部网格粗化与加密技术在大底水油藏数值模拟中的应用[J]. 科学技术与工程, 2012, 13(12): 3207-3210.]

## The Numerical Simulation Study of Basal Water Condensate Gas Reservoir in Gas-Water Transition Zone: An Example from T<sub>2</sub><sup>4</sup> Condensate Gas Reservoir in Jilake Gasfield

LI Shi-chuan<sup>1,2</sup>, HUANG Zhao-ting<sup>1</sup>, JIANG Tong-wen<sup>3</sup>, NIU Yu<sup>1</sup>,  
YANG Jian-ping<sup>1</sup>, CHENG Rong-hong<sup>1</sup>, XIE Wei<sup>1</sup>, WANG Bin<sup>1</sup>

(1. Exploration and Development Research Institute, PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China;

2. Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 3. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla 841000, China)

**Abstract:** The T<sub>2</sub><sup>4</sup> basal water condensate gas reservoir in Jilake Gasfield has some characters, i. e., low amplitude of structure, severe heterogeneity, low resistivity gas horizon in the top of gas reservoir, complex gas-water distribution. Combined with the geology setting and production performance of the gas reservoir, mercury penetration data were classified and handled to calculate the height of gas-water transitional zone, and it is concluded that it is a basal water condensate gas reservoir in gas-water transitional zone. Capillary pressure method was used to establish initial water saturation and to simulate gas reservoir. Two methods were used to delicately simulate gas wells which are producing water. Some wells with low and sustained producing water which were mainly affected by movable water were preferably simulated by considering saturation procedure for relative permeability curve. Some wells which were mainly affected by basal water were finely simulated by LGR to accurately describe retrograde condensation and bottom water coning in near wellbore. The findings indicate that these methods take advantage of simulating complex condensate gas reservoir, so these methods can be applied to other gas reservoirs.

**Key words:** Jilake Gasfield; Gas-water transitional zone; Capillary pressure; Saturation procedure; Local grid refinement; Numerical simulation