

文章编号:1001-6112(2011)S1-0085-04

# 富含凝析水组分动态分析技术 在雅克拉一大涝坝凝析气田的应用

丁卫平, 张 艾, 许莉娜

(中国石化 西北油田分公司 雅克拉采气厂, 新疆 库车 842017)

**摘要:**雅克拉一大涝坝凝析气藏属于深层、高温高压凝析气藏,在开发过程中气井不同程度的产出凝析水,特别位于高部位气井凝析水产出量较高。由于凝析气藏烃类组分自身的变化较为复杂,若组分中富含气态凝析水,对相态变化、开发特征就会产生较大的影响。鉴于此,该文从相态变化以及微观渗流方面展开研究,分析凝析水产出规律及产出机理,以及凝析水对雅一大凝析气藏开发动态的影响。研究成果对雅一大凝析气藏的开发动态分析有一定的指导作用。

**关键词:**凝析水;产出规律;动态分析;凝析气藏

中图分类号:TE372

文献标识码:A

## Application of dynamic analysis technique of condensate-water-vapor-rich component in Yakela—Dalaoba Gas Condensate Field

Ding Weiping, Zhang Ai, Xu Lina

(Yakela Gas Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Kuche, Xinjiang 842017, China)

**Abstract:** The Yakela—Dalaoba Gas Condensate Field has accumulations deep buried with high temperature and pressure. During development, condensate water was found in gas wells in different extent, especially in wells in higher positions. Hydrocarbon components of gas condensate reservoirs are complicated. Condensate water vapor in the component may influence facies changes and development characteristics greatly. From the aspects of facies change and micro-seepage, the law and mechanism of condensate water generation were analyzed. The influence of condensate water on the exploration of the Yakela—Dalaoba Gas Condensate Field was also studied. The research may guide the dynamic analysis of the gas field.

**Key words:** condensate water; output mechanism; dynamic analysis; gas condensate reservoir

在凝析气藏的开发和研究过程中,常常忽略气态凝析水的影响<sup>[1]</sup>。但对于雅克拉一大涝坝这类深层高温高压凝析气藏,凝析水对气藏相态、渗流和开发动态的影响往往不容忽视。本文从富含凝析水的相态特征、凝析水的产出规律及产出机理等几个方面进行研究,分析凝析水对开发动态的影响。对于富含凝析水的雅克拉一大涝坝凝析气田,应用富含凝析水汽相态组份的动态分析技术,合理地解释了生产中的现象并很好的指导了生产实际。

### 1 富含水汽的凝析气组分相态特征

在储层孔隙介质中的油气组分,气相中若富含水汽,其相态具有明显的特征。凝析气组分中水汽

的存在,使得在等组分膨胀、定容衰竭试验中,其反凝析液量都较无水汽的凝析气组分偏高,凝析体系的露点压力升高<sup>[2]</sup>。雅克拉一大涝坝凝析气藏含水汽与不含水汽凝析气体体系相态对比如图 1—图 3 所示(以 DLK1X 井为例)。富含水汽的凝析油气体体系更易发生反凝析,并且反凝析析出的凝析水对生产的影响更大。

### 2 定容衰竭气态凝析水含量研究

对 YK1, DLK1X 井进行了定容衰竭过程井流中气态水含量的测定,实验结果见图 4、图 5。YK1 和 DLK1X 井在衰竭开采过程中,随压力的降低,井流物中气态水含量逐渐上升,并且上升速度越来越

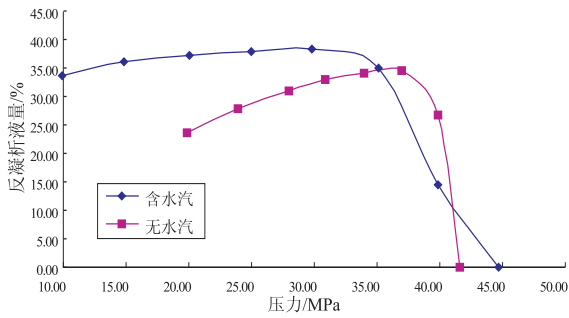


图 1 DLK1X 井含水汽和不含水汽体系 CCE 反凝析液量比较

Fig. 1 The condensed liquid volume percentage comparison between no water vapor condensate gas and water-rich vapor condensate gas in the CCE test

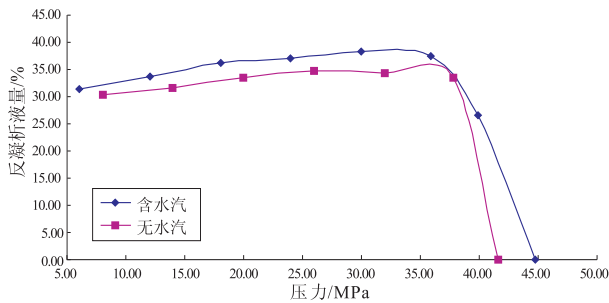


图 2 DLK1X 井含水汽和不含水汽体系 CVD 反凝析液量比较

Fig. 2 The condensed liquid volume percentage comparison between no water vapor condensate gas and water-rich vapor condensate gas in the CVD test

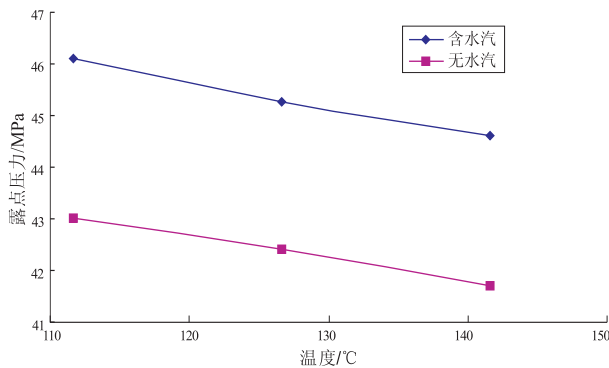


图 3 DLK1X 井含水汽和不含水汽体系露点压力比较

Fig. 3 The dew point pressure comparison between no water vapor condensate gas and water-rich vapor condensate gas

快。在压力降至 10 MPa 时 DLK1X 井井流物中气态水含量上升至  $(148 \sim 165) \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3$ ，天然气中折算态水量上升至  $(0.121 \sim 0.134) \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3$ ；YK1 井井流物中气态水含量上升至  $182 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3$ ，天然气中折算态水量上升至  $0.148 \times 10^{-4} \text{ m}^3/\text{m}^3$ 。因此，在开采过程中，就必然要考虑气态地层水的影响，同时通过气水比测试还可以判断出气井的产水类型和井底是否积液。

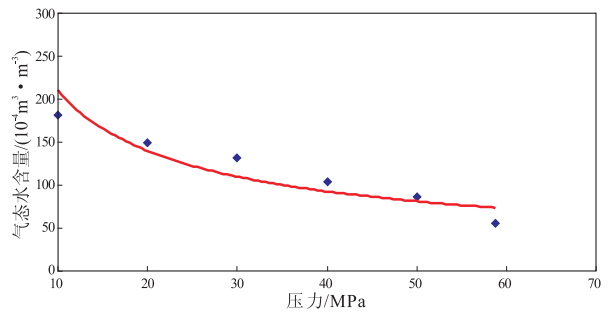


图 4 雅克拉凝析气田 YK1 井定容衰竭过程中井流物地层水含量变化

Fig. 4 The curve of formation water about the YK1 well production's CVD test in Yakela Gas Condensate Reservoir

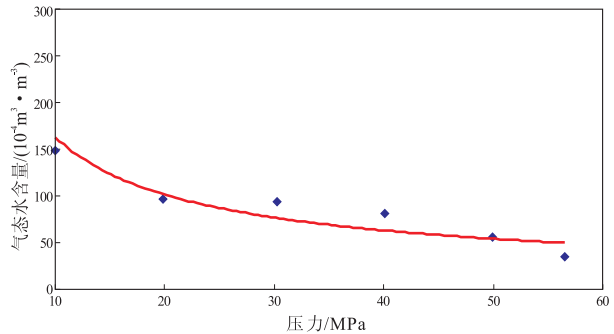


图 5 大涝坝凝析气田 DLK1X 井定容衰竭过程中井流物地层水含量变化

Fig. 5 The curve of formation water about the DLK1X well production's CVD test in Dalaoba Gas Condensate Reservoir

### 3 凝析水产出特征分析

#### 3.1 凝析水产出特征

##### 3.1.1 地层压力高于露点压力

在开发初期，地层压力高于露点压力，其地层中为单气相流动，但在井口取样化验凝析油中存在 2%~3% 的含水量，其特点为氯根低，为 1 g/L。

##### 3.1.2 地层压力低于露点压力初期

当随着油气采出，地层压力继续降低，地层中会出现一定量的反凝析液量，同时天然气中饱和的气态水含量上升。此时井口含水化验氯根含量低，含水呈上升趋势。

##### 3.1.3 地层压力低于露点压力

随着地层压力的下降，气藏未受到边底水影响之前，含水和氯根值开始出现上升趋势，根据雅克拉一大涝坝凝析气藏的情况，含水值可达 10% 左右，氯根值小于地层水的氯根值，且基本在  $1.65 \times 10^4 \text{ mg/L}$  以下。

#### 3.2 凝析水产出机理

由于其极性和储层的水湿性，使得水分子比油更容易吸附在孔隙的表面，形成液膜<sup>[3]</sup>。这种以水

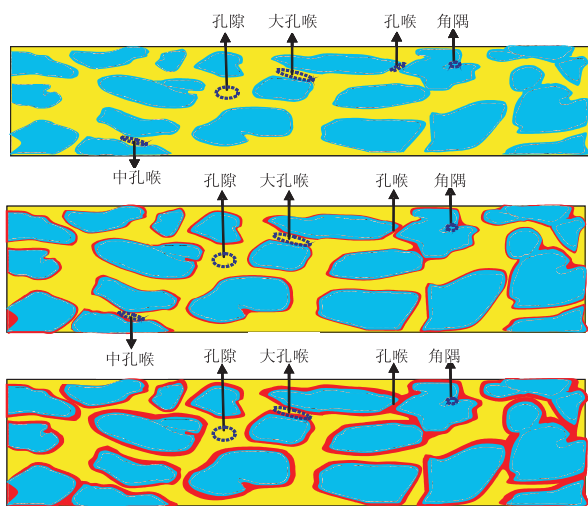


图 6 岩石表面赋存液膜示意

Fig. 6 The chart of liquid film depositing around rock

膜的形式吸附在岩石表面的凝析水不能流动,增加了原束缚水的饱和度,占据了岩石孔隙的部分流动截面积,一定程度上降低了气体相对渗透率(图 6)。

随着多孔介质中流体的开采,吸附在孔隙内壁的束缚水水膜将增厚,束缚水饱和度会增加。在其水膜还没有增厚至水相临界流动饱和度时,增加的水膜带来的是孔隙的减小以及气相渗透率的降低,表皮系数增大;当液膜的吸附厚度等于孔隙喉道半径的时候,凝析油和凝析气就失去了渗流能力,即出现液膜堵塞作用。

当岩石表面的水膜增厚,其饱和度增加到临界流动饱和度时,水膜开始流动,并且附着水膜上的油膜一起参与流动。

## 4 雅—大凝析气藏实例分析

### 4.1 产水规律

富含凝析水凝析气藏的生产井,在整个生产过程中,井口均有水产出。但其产水的特性以及产水机理是存在不同的。雅克拉白垩系的气井产水特征变化过程见图 7。

气井投产初期,水是来自饱和在凝析气相中的水汽,其溶解岩石矿物量少,随凝析气一起流动出井;随地层压力降低,地层凝析气中水汽凝析为一种吸附在岩石表面的水膜,其与岩石矿物接触,水膜增厚到一定程度流动,井口产水较多,氯根较高;开发后期,带有高矿化度的地层水推进至井底,井口产水量大幅增加,化验含水的氯根值将达到地层水的氯根含量。

### 4.2 关井产能恢复慢

雅—大凝析气藏的凝析气井,在开采早期,当

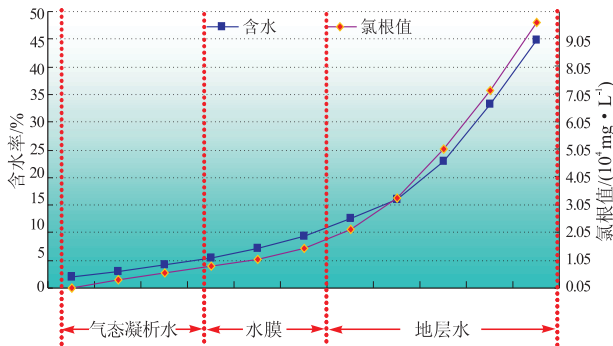


图 7 雅克拉凝析气井产水特征变化规律

Fig. 7 Regularity for change of characteristics of water productivity in Yakela Gas Condensate Reservoir

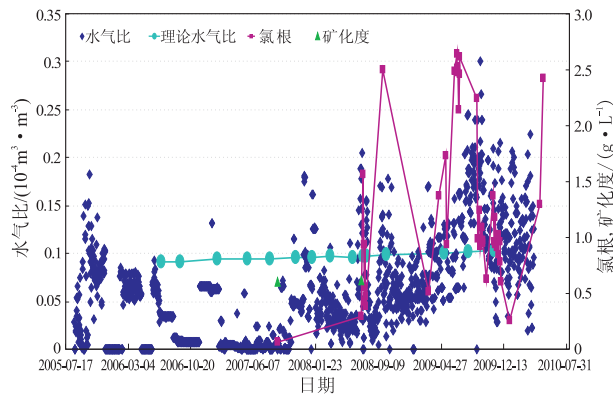


图 8 雅克拉凝析气井 YK6H 水气比变化规律

Fig. 8 The change of the gas—oil ratio in well YK6H in Yakela Gas Condensate Reservoir

测试静压完毕开井后,其产能距原产能有一定差值。原因就是进入井筒的油流中的水,在关井后,井筒油气水分离,落于井筒底部的水部分回灌至产层,使得射孔井段产层的岩石孔隙表面的水膜增厚,形成一定范围的水污染区,使得油气渗流通道减小,增加了渗流阻力,造成了在同一工作制度下,其生产压差不同,产量不同。

### 4.3 气水比分析

通过气井凝析水公式的计算,发现雅克拉—大涝坝凝析气藏只产凝析水的气井的生产水气比大于所计算的水气比(图 8)。

通过分析认为气井生产过程中,由于部分束缚水可变为可动水,而随着地层压力的下降束缚水体膨胀,含水饱和度增大,当含水饱和度大于束缚水饱和度时,就产生可动水,造成气井生产气水比较理论气水比高。

### 4.4 油气比异常下降

富含水汽的凝析油气体系,其凝析气田在开发过程中,会出现气油比的下降,水气比上升的现象。此现象除了与其油气组分在气藏内存在的组分梯

度、气井射孔位置等因素有关外,较为重要的 2 个因素如下:

1)根据 1.2 分析,在地层压力刚开始低于地层压力,含水汽的油体系出现反凝析的时间较不含水汽的提前,且反凝析程度更严重。压力不断下降,反凝析现象继续,同时压力下降岩石空隙体积小导致水膜和油膜不断增厚,即水、油的饱和度增加。当饱和度达到水和凝析油的临界流动饱和度就开始流动,在单个气井上表现为油、水相各自产量比例上升,气油比下降,水气比上升的情况。

2)在开发过程中,若有边底水凝析气藏,在地层水不断向气藏内部推进初期,可能出现驱替地层中反凝析的凝析油流动,气井的气油比也会降低。随着地层水向井底推进,造成凝析油、气的渗透率下降,甚至形成水封气等,其凝析油产量和凝析气产量均会出现降低。这是地层水推进生产井的一个较为明显的特征(图 9)。

### 5 结论

1)凝析气体系中水汽的存在将使凝析气的相态特征发生变化,露点压力升高;而且也会引起体系的反凝析液量的改变,影响凝析油的采收率。

2)雅克拉一大涝坝凝析气藏的凝析气中均含有一定量的水汽,它在开采过程中将会形成一定量凝析水,这是该凝析气藏在开发初期气井产出水以及生产状态异常的原因。

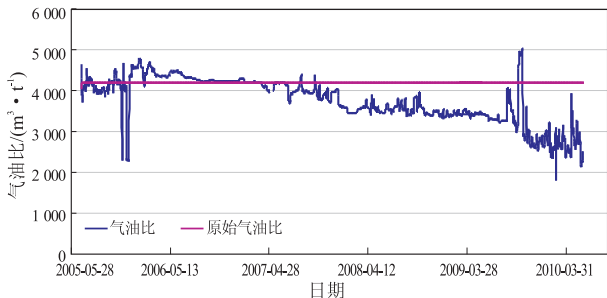


图 9 雅克拉凝析气藏见水井 YK10 气油比变化曲线  
Fig. 9 The variation curve of the gas-oil ratio of water breakthrough well YK10 in Yakela Gas Condensate Reservoir

致谢:在厂领导赵习森同志的大力支持下,从凝析气藏现场生产实际特征出发,开展富含水汽的凝析体系的相态模拟实验、油气水三相渗流机理以及凝析气井生产特征跟踪研究。研究结果为雅大凝析气藏动态分析起到了一定的指导作用,对同类凝析气藏开发具有参考以及借鉴意义。在此,对各级领导、老师和同事表示衷心的感谢。

### 参考文献:

- [1] 常志强,孙雷,康征,等. 富含凝析水的凝析油气体系相态研究 [J]. 天然气地球科学,2006,17(2):206-209.
- [2] 石佩德,孙雷,刘建仪,等. 高温高压含水凝析气相态特征研究 [J]. 天然气工业,2006,26(3):95-97.
- [3] 史云清. 含水汽凝析气藏开发动态分析方法研究[D]. 成都:西南石油学院,2005:48.

(编辑 黄娟)

(上接第 84 页)

的控制递减措施,取得了较好的效果。通过分因素控制递减,探索出了一条新的缝洞型油藏递减控制途径,自然递减率逐年下降,提高了油田开发水平,取得了明显的经济效益和社会效益。

### 4 结论及认识

1)塔河油田奥陶系缝洞型油藏底水活跃,非均质性强,水体能量差异大,能量和含水是影响油田递减的主要矛盾;

2)通过细分油田递减因素,分析递减趋势变化,抓住递减主要矛盾,针对主要矛盾,通过建立水锥风险评估系统,控制含水影响递减,实施精细注

水,减缓能量影响递减,加大工程作业力度,减缓工程因素影响递减等措施,近年油田递减率得到有效控制。

### 参考文献:

- [1] 柏松章. 碳酸盐岩潜山油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1996.
- [2] 李斌,袁俊香. 影响产量递减率的因素与减缓递减的途径[J]. 石油学报,1997,18(1):89-96.
- [3] 鲁新便. 塔里木盆地塔河油田奥陶系碳酸盐岩油藏开发地质研究中的若干问题[J]. 石油实验地质,2003,25(5):508-511.
- [4] 罗娟,陈小凡,涂兴万,等. 塔河缝洞型油藏单井注水替油机理研究[J]. 石油地质与工程,2007,21(2):52-55.

(编辑 叶德燎)