

文章编号: 1001-6112(2011)S1-0069-04

大涝坝凝析气藏注气开发相态机理研究

张艾, 赵习森, 张云, 徐士胜, 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:大涝坝凝析气田是位于塔里木盆地的深层、高温高压、高含蜡、高含凝析油的凝析气藏, 采用衰竭式开发, 气藏反凝析现象严重, 大量凝析油滞留地层中。根据注入外输气与地层反凝析油之间的相态变化特征研究表明: 注入外输气与反凝析油在多次接触过程中通过溶解—抽提作用进行相间传质, 使油气体系组成、性质发生明显变化; 注气可使地层中反凝析油蒸发, 同时有效改善凝析油的流动性, 使膨胀系数增加、凝析油粘度和密度下降、气液相界面张力显著降低, 有利于提高凝析油的采收率。

关键词:注气开发; 相态机理; 凝析气藏; 大涝坝气田; 塔里木盆地

中图分类号: TE357

文献标识码: A

Phase mechanism of gas injection in Dalaoba Gas Condensate Field

Zhang Ai, Zhao Xisen, Zhang Yun, Xu Shisheng, Xu Lina

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

Abstract: The Dalaoba Gas Condensate Field is a deep, high temperature, high pressure, high wax content and high condensate oil content reservoir in the Tarim Basin. Natural depletion production has been carried out, and a large quantity of gas has condensed and remained in formation as condensate oil. Phase changes of injected gas and condensate oil in formation were studied. When injected gas met condensate oil, interphase mass transfer took place due to dissolving and extracting effects, resulting in obvious changes of the composition and characteristics of petroleum system. Condensate oil in formation evaporated and the mobility of condensate oil was also improved. Expansion coefficient increased, viscosity and density decreased, and gas-liquid interfacial tension decreased. All these helped to improve oil recovery rate.

Key words: gas injection; phase mechanism; gas condensate reservoir; Dalaoba Gasfield; Tarim Basin

大涝坝凝析气田位于塔里木盆地库车坳陷与雅克拉断凸的交界处, 是受亚南断裂控制的断背斜构造, 具有埋藏深、高温高压、高含蜡、高含凝析油的特点。由于气田凝析油含量高、地露压差小、反凝析液饱和度高, 投入开发后稳产不到 1 年便进入反凝析开采阶段, 地层压力快速下降, 大量反凝析油析出, 造成渗流阻力增大, 气井产能快速递减, 影响气藏的整体开发效果。

注气开发具有保持地层压力、对反凝析油再蒸发等诸多优点, 被认为是解决此类问题较好的方法。而准确评价注入气与地层流体之间抽提—溶解传质过程中的相态变化特征, 是确定凝析气藏注气相态机理和注气适应性的基础^[1]。本文在前期相态特征研究、长岩心驱替试验的基础上, 利用相平衡原理, 结合流体相态模拟技术, 针对大涝坝凝析气藏注气开发相态机理进行研究, 论证注

气开发的可行性, 为凝析气藏高效开发提供可供参考的依据。

1 注气驱替长岩心实验研究

选用大涝坝凝析气田的流体进行注气驱替长岩心实验, 测试结果见表 1、图 1 和图 2。

从测试结果可以看出, 当 40 MPa 条件下注入 1 HPV 体积的外输气后, 岩心中析出凝析油的采收率将达到 65.81%, 岩心中气相有效渗透率由 $0.149 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 恢复至 $2.156 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 表明在 40 MPa 条件下注入外输气能有效起到解除反凝析堵塞、提高储层岩心气相有效渗透率和提高凝析油采收率的作用。

2 注气驱相态模拟研究

本文运用相平衡和数值模拟原理, 结合注气驱

表 1 实验测试中岩心渗透率对比

Table 1 Core permeability comparison during laboratory test

实验内容	对比参数	调和平均绝对渗透率	束缚水存在下干气	凝析油+束缚水存在下平衡气相	外输气驱后气相
注外输气驱	气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	16.85	3.131	0.149	2.156
	气相相对渗透率	1	0.186	0.009	0.128

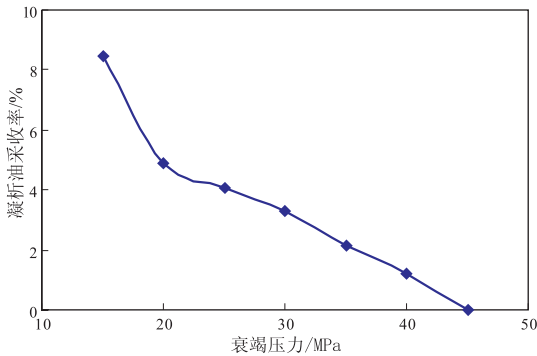


图 1 注外输气吞吐衰竭压力与凝析油采收率关系
Fig. 1 Relationship between condensate oil recovery rate and natural depletion pressure when injecting and extracting outer gas

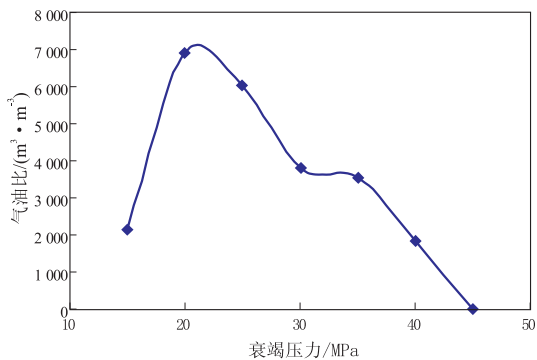


图 2 注外输气吞吐衰竭压力与气油比关系
Fig. 2 Relationship between gas/oil ratio and natural depletion pressure when injecting and extracting outer gas

表 2 目前压力 43 MPa 下采出井流体组成
Table 2 Flow composition in production well at 43 MPa

拟组分	摩尔百分数/%
H ₂ O	0.35
CO ₂	0.66
N ₂	3.17
C ₁	66.34
C ₂ -C ₃	12.21
iC ₄ -nC ₄	4.08
iC ₅ -C ₆	6.05
C ₇ -C ₁₄	7.05
C ₁₆ -C ₂₁	0.09

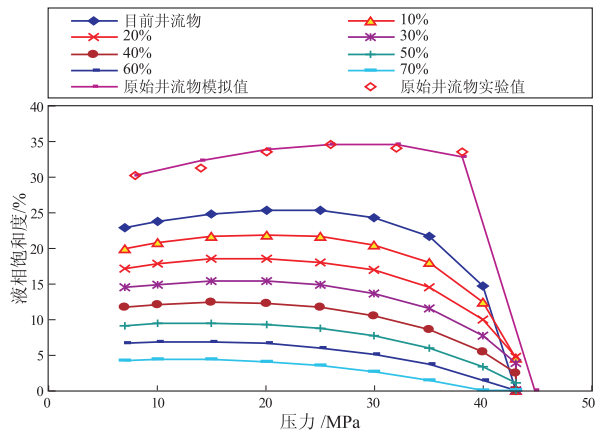


图 3 目前井流体注入外输气后的反凝析特征
Fig. 3 Retrograde condensate features of well flow after gas injection

替长岩心实验,对大涝坝凝析气藏地层流体和注入气相态行为进行模拟研究。通过模拟注入气与目前井流体反凝析相态特征、注入气-反凝析油之间互溶性膨胀实验和多次接触过程中相平衡特征、相态参数变化规律,研究大涝坝凝析气藏注气开发的相态机理。

模拟研究选用加拿大 CMG 公司的相态分析软件包 Winprop,对大涝坝凝析气藏地层凝析油气体体系的相态特征拟合计算,并在此基础上进行注气驱过程注入气与地层凝析油气体体系相平衡扩展研究。

2.1 目前地层流体反凝析相态特征模拟

通过定容衰竭实验模拟得到压力为 43 MPa 下大涝坝气田的采出井流体组成,如表 2 所示。

模拟计算向目前井流体中注入不同比例的外输干气后反凝析特征如图 3 所示。由图 3 可见,注气后露点压力略有降低,反凝析液量明显降低;注入气比例越大,反凝析液饱和度越低。说明注入外输气能有效降低凝析气藏反凝析油的析出,改善开发效果,提高采收率。

2.2 注气膨胀实验模拟

通过模拟计算地层温度(141.7 °C)条件下注入外输气含量增加对平衡油饱和压力和膨胀系数变化的影响。

2.2.1 p-X 相图

根据模拟注气膨胀 p-X 相图(图 4)表明:随着膨胀过程注入气摩尔含量的增加,注入气完全溶

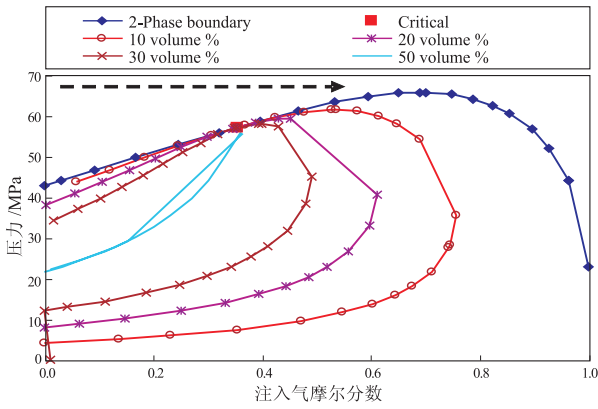


图 4 注外输气增溶凝析油 $p-X$ 相图

Fig. 4 $p-X$ phase diagram of dissolution-increased condensate oil after gas injection

于地层反凝析油的饱和压力会较显著增加,表明注入气溶入油中时所需增溶压力较高,不利于注气混相。

$p-X$ 相图是划分混相机理和确定一次接触混相极限的最有效方法^[1]。从图 4 可以看出,当注入气摩尔比达到 70% 以上时,才能与地层反凝析油实现一次接触混相,相应的一次接触理论混相压力约为 65 MPa,混相压力偏高;其临界点在临界凝析压力的左侧,说明其混相机理为蒸发式。

2.2.2 膨胀系数变化特征

从图 5 所给出的膨胀因子变化程度则可看出,当注入气摩尔比超过 40% 时,反凝析油体积膨胀较为明显,有利于注气驱替反凝析油。

2.3 多级接触相平衡模拟

由于注入气与凝析油一次混相压力高,实现一次接触混相较为困难,但在适当的压力下,可与凝析油多次接触达到动态混相,使界面张力降低接近于 0,从而提高凝析油采收率。

2.3.1 多级接触拟三元相图

拟三元相图可以很好的表示多次接触的动态相平衡现象^[1]。通过注入气—地层反凝析油多次接触相平衡模拟研究,得到地层温度(141.7 °C)条件下拟三元相图。图 6、图 7 分别表示目前地层压力 43 MPa、最小混相压力 46.1 MPa 下注入气与地层凝析油多级接触气、液两相相平衡变化过程。

由图 6 可知在 43 MPa 条件下气、液两相不能达到混相,组成轨迹显示注入气被加富,反凝析油被重质化。由图 7 可知气、液两相在 46.1 MPa 时可达混相状态。

根据拟三元相图分析,在注气过程中,注入气与反凝析油发生溶解—抽提作用^[2],一方面注入气溶解在凝析油中,改变凝析油的组成,改善凝析油物性;另一方面抽提作用使中间烃从凝析油中汽化

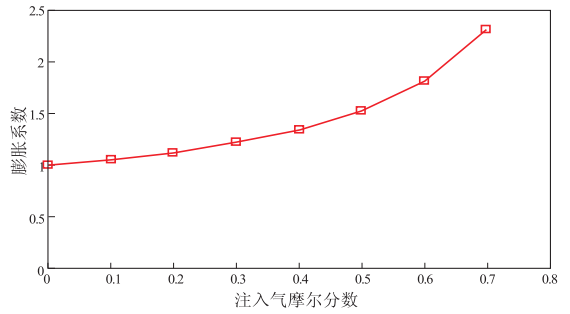


图 5 注外输气增溶与凝析油膨胀系数的关系

Fig. 5 Relationship between expansion coefficient and dissolution increase of condensate oil after gas injection

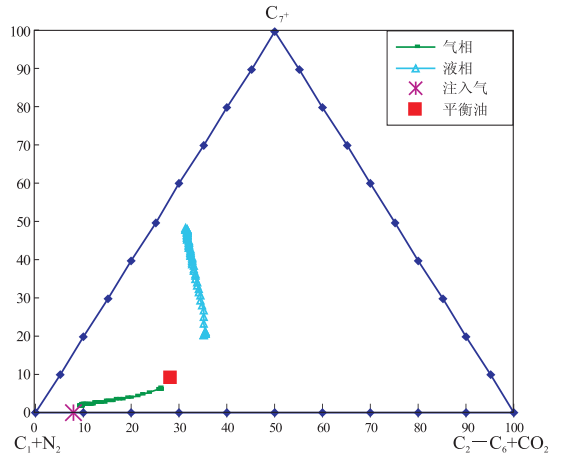


图 6 43 MPa 时多级接触拟三元相图

Fig. 6 Pseudo-ternary phase diagram of multistage contact at 43 MPa

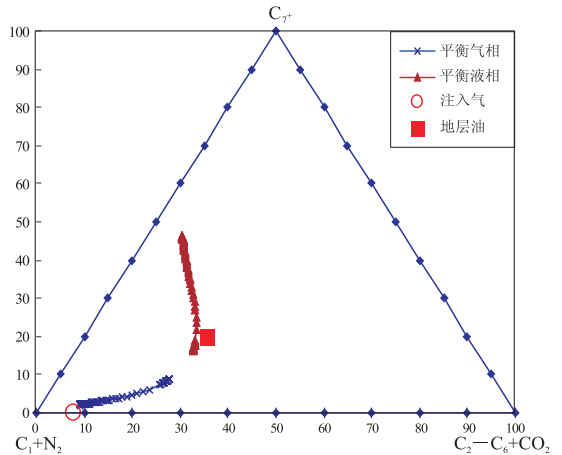


图 7 多级接触最小混相压力下(46.1 MPa)拟三元相图

Fig. 7 Pseudo-ternary phase diagram of multistage contact at minimum miscible pressure (46.1 MPa)

进入注入气,在多次接触过程中,气相和液相组成逐渐接近;增加压力,注入气可与反凝析油形成混相。

2.3.2 向前多级接触过程相态参数变化特征

通过相态模拟得到目前压力 43 MPa、地层温度 141.7 °C 下,注入外输干气与地层反凝析油向前接

触、向后接触过程相态特征(包括平衡气、液两相各组分摩尔含量、密度、粘度、界面张力)的变化规律。

向后多级接触模拟研究表明:注气使油气性质差异更大。这主要由于蒸发混相发生在驱替前缘;在气驱后缘,凝析油不断被后续注入的新鲜气体所抽提,溶解气量不再增加,导致凝析油逐渐失去轻烃和中间烃而不断加重,油、气性质向差异更大的方向发展,不利于油气混相^[3]。

因此,本文主要介绍注入气一反凝析油向前多级接触混相过程中的相态参数变化特征。

①液相和气相组分含量的变化:由模拟结果(图 8,9)可知,向前多级接触随着接触次数增加,

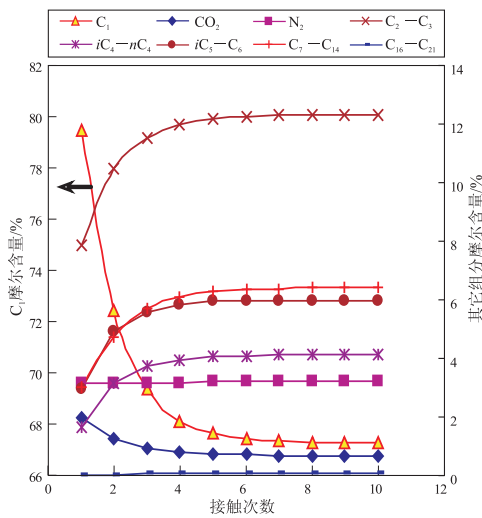


图 8 向前接触注气量与气相中各组分含量的关系曲线

Fig. 8 Relationship between gas injection volume and composition content in gas phase during forward multistage contact

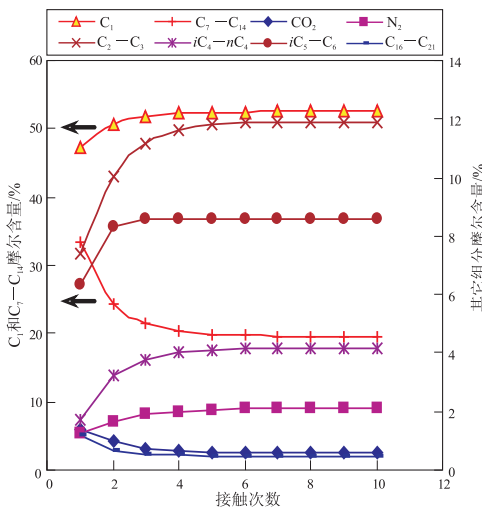


图 9 向前接触注气量与液相中各组分含量的关系曲线

Fig. 9 Relationship between gas injection volume and composition content in liquid phase during forward multistage contact

气相中 C₁ 和 CO₂ 等轻质组分降低, C₂ - C₆ 以及 C₇+ 等中间烃和重质组分含量增加, 显示出注入气在前缘不断被加富的过程, 而液相中 C₁ 以及 C₂ - C₆ 含量增加, C₇+ 等重质组分含量降低。整个过程显示出气液两相组成逐渐接近的过程, 说明液相溶解气相, 气相抽提出液相中的中间烃和重质组分, 气、液两相进行组分交换。液相中 C₇+ 等重质组分含量降低, 说明注入气有利于重质组分的蒸发。

②液相、气相密度和粘度的变化:由模拟结果(图 10, 11)可知,向前多级接触过程中注入气溶解引起液相密度、粘度下降;注入气抽提油中中间烃和重质组分引起气相密度、粘度略有增加。由于液相密度、粘度下降,可以提高凝析油的流动性。

③界面张力的变化:由模拟结果(图 12)可知,向前多级接触过程中界面张力明显降低,可提高波及系数并减小残余油饱和度,大幅提高凝析油采收率。

3 结论

1)注入一定比例的外输气后露点压力略有降低,反凝析液量明显降低,说明注气有利于减少凝析油析出,有效抑制反凝析。

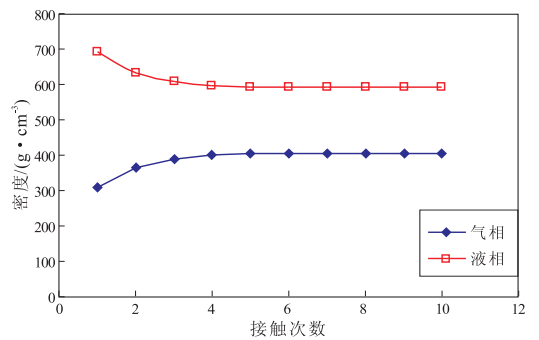


图 10 向前多级接触气液相密度变化

Fig. 10 Density changes of gas and liquid phases in forward multistage contact

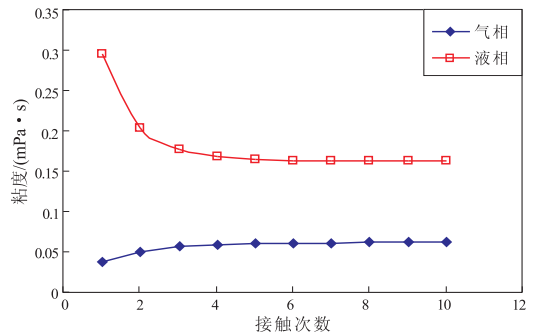


图 11 向前多级接触气液相粘度变化

Fig. 11 Viscosity changes of gas and liquid phases in forward multistage contact

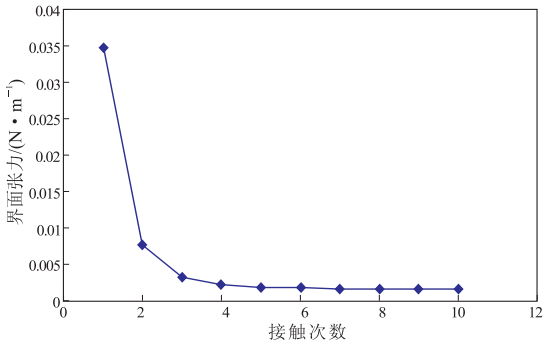


图 12 向前多级接触气液相界面张力变化

Fig. 12 Gas-liquid phase interfacial tension changes in forward multistage contact

2) 根据相态分析,在一定压力下,注入气—反凝析油向前多次接触可达到蒸发混相,有利于提高凝析油的采收率。

3) 注气过程中液相中 C₇₊ 等重质组分含量降低,说明注入气有利于重质组分的蒸发。

4) 注气过程中的溶解—抽提作用可有效改善

凝析油性质,使凝析油膨胀系数增加,粘度和密度下降,气液相界面张力显著降低。可见大涝坝凝析气田注入外输气开发将有效提高凝析油采收率。

致谢:在厂领导赵习森同志的大力支持下,与西南石油大学联合开展了注气驱替长岩心实验测试研究、相态模拟实验研究,为大涝坝凝析气藏注气开发提供了实验基础,为凝析气藏高效开发提供参考依据和有效指导,也使本人有机会接触凝析气藏开发的科技前沿。在此,对各级领导、老师和同事表示衷心的感谢。

参考文献:

- [1] 李仕伦,张正卿,冉新权,等. 注气提高石油采收率技术[M]. 成都:四川科学技术出版社,2001:140,184.
- [2] 刘尧文,刘建仪. 氮气的溶解及抽提效应对原油性质的影响[J]. 西安石油大学学报(自然科学版),2004(5):28-30.
- [3] 李向良. 注 N₂ 提高低渗透油藏采收率的可行性实验研究[D]. 成都:西南石油大学,2006.

(编辑 徐文明)

(上接第 68 页)

会富集。研究区内油水界面附近往往由于发育有不规则的泥质充填沉积,在局部井控区域可有效地拟制底水的锥进,对剩余油非常有利。

中部夹层往往不容易形成大规模的剩余油分布。主要由于该区中部岩层物性相对较好,夹层相对不发育,仅有少量的薄物性夹层,具有一定的渗透性。只有当中部存在诸如上部 and 下部不渗透层时,才会形成局部富集的剩余油。

4 结论

1)塔河油田三叠系下油组储层夹层主要分为泥质夹层、钙质夹层和物性夹层,夹层的密度和频率较低,夹层总体不发育。

2)夹层的平面分布特征主要为多井控制的连片分布、单井控制孤立透镜状分布和不规则冲刷充填沉积。

3)纵向上不同部位,不同类型的夹层控制剩余油程度不同。塔河三叠系下油组油层上部夹层对剩余油的形成最有利;下部局部井控区域油水界面

附近发育有泥质夹层或泥质充填沉积,可有效拟制底水的锥进;油层中部夹层相对不发育,对剩余油控制较差。

参考文献:

- [1] 付国民,赵俊欣,杨磊,等. 塔河油田 9 区三叠系中上统高分辨率层序地层及沉积演化[J]. 兰州大学学报(自然科学版), 2007,43(3):13-17.
- [2] 姚光庆,马正,赵彦超,等. 浅水三角洲分流河道储层砂体特征[J]. 石油学报,1995,16(1):1-8.
- [3] 孙永传,李惠生. 碎屑岩沉积相和沉积环境[M]. 北京:地质出版社,1986.
- [4] 林承焰,候连华. 辽河西部凹陷沙三段浊积岩储层中钙质夹层研究[J]. 沉积学报,1996,14(3):72-80.
- [5] Ma Shizhong, Zhang Jing, Jin Ningde, et al. The 3-D architecture of point bar and the forming and distribution of remaining oil [J]. SPE 57308,1999:1-71.
- [6] 王洪辉. 河南双河油气田 IV 1-3 层系夹层分布研究[J]. 天然气工业,2000,20(3):26-29.
- [7] 李阳,王端平,刘建民. 陆相水驱油藏剩余油富集区研究[J]. 石油勘探与开发,2005,32(3):91-96.

(编辑 叶德燎)