

海上高含 CO₂ 高含凝析油气顶油藏开发方式研究

余华杰

(中海油研究总院 开发研究院, 北京 100028)

摘要:为制定高含 CO₂ 高含凝析油气顶油藏的合理开发方式、提高凝析油和油环油采收率,了解高含 CO₂ 高含凝析油的凝析气顶在开发过程中的复杂相变行为和不同开发方式对开发指标的影响。基于高含 CO₂ 高含凝析油气体样品的室内 PVT 实验结果,利用 Eclipse 数值模拟软件模拟注 CO₂ 和 CH₄ 膨胀对凝析气相态的影响和不同开发方式。研究发现,CO₂ 和 CH₄ 均能使凝析气体系的弹性膨胀能力增强、最大反凝析压力降低及最大反凝析油量减少;循环回注 CO₂ 开发比衰竭开发提高油环油采收率 4.3%、提高凝析油采收率约 26.4%。结果表明,循环回注 CO₂ 开发是最为合理的开发方式、开发效果最好,注水开发次之,衰竭开发效果最差。

关键词:高含 CO₂;高含凝析油;气顶油藏;数值模拟;开发方式

中图分类号: TE345

文献标志码: A

文章编号: 1672-3767(2016)02-0016-06

Development Method of Offshore Gas Cap Reservoir with High CO₂ and High Condensate Oil

YU Huajie

(Development Research Department, CNOOC Research Institute, Beijing 100028, China)

Abstract: For the purpose of plotting reasonable development method of gas cap reservoir with high CO₂ and high condensate oil, and enhancing condensate oil and oil rim recovery factor, it is necessary to study the influences of the phase changing behavior of condensate gas cap with high CO₂ and high condensate oil in the process of development and of the different development methods on development index. Based on the indoor PVT testing results of condensate gas sample with high CO₂ and high condensate oil, the process and influence of injecting swell with CO₂ and CH₄ on condensate gas phase were simulated by using Eclipse reservoir numerical simulation software, and different development methods were studied. It was found that both CO₂ and CH₄ could enhance the elastic swell capability and decrease the maximum retrograde condensate pressure as well as the peak quantity of retrograde condensate liquid, and that compared with depletion development, cycle injecting CO₂ development could raise 4.3% of the recovery factor of oil rim and 26.4% of the recovery factor of condensate oil. All the results prove that cycle injecting CO₂, as the most reasonable development method, has the best development performance; next to it is the method of injecting water; and depletion development has the worst development performance.

Key words: high CO₂; high condensate oil; gas cap reservoir; numerical simulation; development method

气顶油藏属于较难开发的油气藏,气顶区、油区和边底水区属于同一流体系统,在原始状态下处于压力平衡状态。一旦油气藏投入开发后,油、气、水三相任何一方的压力变化都会导致油气水区流体的窜流,造成油气资源损失于地层而无法被采出或增加开采难度^[1-5]。最近,在中国渤海湾盆地发现了国内外极为罕见的

收稿日期: 2015-08-04

基金项目: 国家科技重大专项(2011ZX05030-005)

作者简介: 余华杰(1983—),男,湖北安陆人,工程师,主要从事油气藏工程及数值模拟等方面的研究。

E-mail: yuhj3@cnooc.com.cn

有别于常规气顶油藏的高含 CO₂ 高含凝析油气顶油藏。凝析气顶油藏在开采过程中存在油气体系的复杂相变,使其开发方式不同于常规油藏和气藏^[6-7]。对于纯凝析气藏的开发,国内外多采用衰竭开发和注气保持压力开发^[8-9];对于凝析气顶油藏,其开发方式复杂多样,属于最难开发的油气藏^[10-11]。如何高效开发此类凝析气顶油藏、提高凝析油和油环油采收率是当前面临的难题。

1 地质油藏特征

研究区位于渤海中部海域,平均水深 30 m,油田位于石臼坨凸起东倾末端北侧边界断裂下降盘断坡带,南依石臼坨凸起,北临秦南生油凹陷,为一典型受控于边界断裂的断鼻构造砂岩凝析气顶油藏。储层平均孔隙度 19.2%、平均渗透率 $159.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;油气藏埋深 -3 050 ~ -3 318 m,原始地层压力 31.08 MPa,凝析气顶的露点压力和油环油的饱和压力均等于原始地层压力,为地露、地饱压差均为零的高饱和凝析气顶油藏;气顶凝析油含量 422 g/m³(属于高含凝析油)、凝析气顶天然气组分中 CO₂ 含量 41.7%(属高含 CO₂),流体各组分的含量如表 1 所示,油环原油黏度 1.42 mPa·s、油柱高度 47 m、油环跨度 600 m。凝析气顶区天然能量充足,气顶指数 2.0,边水区天然能量较弱,边水体积为油藏体积的 2~3 倍。凝析气顶天然气地质储量数十亿方、凝析油地质储量数百万方,约占整个油气藏原油地质储量的 40%。

2 注气相态模拟实验

由表 1 可知,凝析气顶中 CO₂ 和 CH₄ 为主要组分,其含量均约 42%,两者含量之和约为 83%,C₂~C₆ 的含量约 10%,其他非烃以及 C₇₊ 以上的组分含量约 7%。

表 1 凝析气顶流体组分组成
Tab. 1 Fluid composition of condensate gas cap

CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	C ₆	C ₇₊	%
41.70	0.51	41.38	4.17	2.58	0.57	1.20	0.45	0.61	0.78	6.05	

根据该凝析气顶样品物性参数的实验室分析结果,利用 ECLIPSE 数值模拟软件中的 PVTi 模块对实验结果进行拟合,首先拟合大气条件下凝析油的密度和气油比,以及原始地层条件下的露点压力;然后拟合地层温度下变压力的等组分膨胀实验和定容衰竭实验;最后基于拟合后的 PR3 状态方程,模拟计算注入 CO₂ 或 CH₄ 组分对高含 CO₂ 高含凝析油凝析气体系相态和物性的影响,计算结果如图 1、图 2 所示。

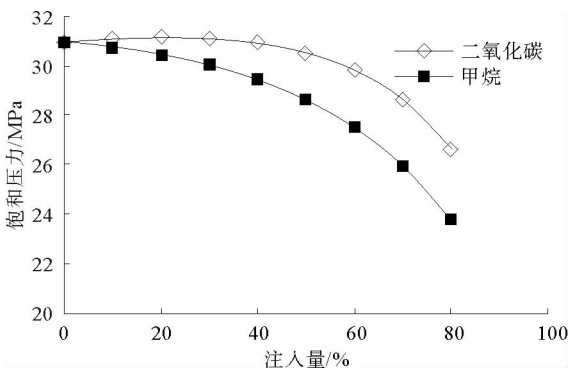


图 1 注入介质对体系饱和压力的影响

Fig. 1 Impact of saturation pressure by injecting media

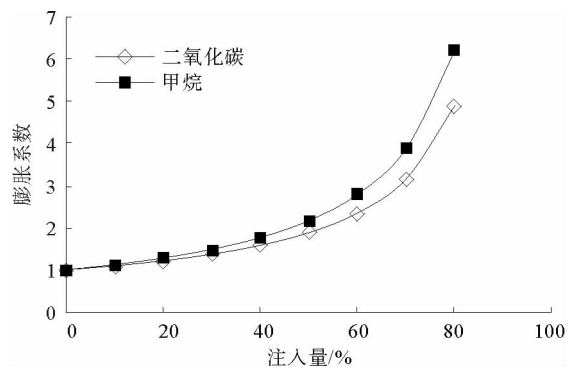


图 2 注入介质对体系膨胀系数的影响

Fig. 2 Impact of swell factor by injecting media

由图 1 可知,在凝析气原始组分构成状况下,随着 CO₂ 或 CH₄ 的不断注入,凝析气体系的露点压力随

之降低,并且在相同注入量下,CH₄ 降低凝析气露点压力的效果好于 CO₂,原因在于 CH₄ 的临界压力远低于 CO₂。由图 2 可知,随着 CO₂ 或 CH₄ 的不断注入,凝析气体系的弹性膨胀能力随之增大,体系的弹性膨胀能成指数增长,有利于提高体系的排驱能力,并且在相同注入量下,CH₄ 增强凝析气体系膨胀能的效果略好于 CO₂。

3 开发方式优选数值模拟研究

凝析气顶油藏,在开发过程中必须同时考虑凝析气顶的反凝析和油环油的开发,使得开发方式异常复杂^[12]。通常,凝析气藏的开发方式主要有衰竭开发、保持压力开发和部分保持压力开发 3 种形式^[13]。根据研究区地质油藏特征建立油藏数值模拟模型,考虑到气顶流体组分的复杂性和凝析气顶和油环油的复杂相变,利用 E300 组分模块进行不同开发方案的计算。

3.1 衰竭开发

衰竭开发是仅利用天然能量开发油气藏的一种方式。为了考虑气顶区和边水区天然能量对油气藏开发效果的影响,在油藏数值模拟模型中分别设置不同油气藏类型(表 2)。由于气顶为高饱和凝析气顶,若直接在气顶区实施降压开采,势必造成凝析油过早反凝析而在地层中无法采出,同时堵塞近井地带,导致气井停产,或者由于气顶区压力低于油环区压力导致油环油侵入气顶区损失在地层中,因此考虑仅在油环区部署开发井,气顶区不部署开发井,计算结果见表 2。

表 2 不同区域天然能量对开发指标的影响

Tab. 2 The influence on development index of natural energy from different areas

类型	累采量/(10 ⁴ m ³)				采收率/%			
	油环油	凝析油	原油	气顶气	油环油	凝析油	原油	气顶气
纯油藏	33.4	—	33.4	—	10.7	—	6.7	—
边水油藏	42.4	—	42.4	—	13.6	—	8.5	—
气顶油藏	51.2	64.3	115.5	272 150	16.5	33.7	23.0	84.1
边水气顶油藏	57.0	64.3	121.3	273 051	18.4	33.7	24.2	84.4

由表 2 可知,边水区和气顶区的天然能量可分别提高油环油采收率约 3%和 6%,边水区和气顶区的综合天然能量提高油环油采收率约 8%,相对天然能量较弱的边水区,气顶区能明显提高油环油的采收率,主要是由于气顶区强大的天然弹性膨胀能对油环油的排驱作用。气顶气依靠自身弹性膨胀采出,而溶解在天然气中的凝析油由于压力降低从天然气中反凝析出来,损失在地层中而无法被采出,导致凝析油采出程度低,该凝析气在实验室定容衰竭测试过程中,当压力下降到原始地层压力的 1/3 时,反凝析液量高达 16.0%,说明保持压力开发对于提高凝析油的采收率具有极其重要的作用。

3.2 注水开发

注水开发是通过补充地层能量保持压力或部分保持压力开发的一种开发方式。由于此类气顶油藏油环跨度较小(约 600 m)、油柱高度较低(约 47 m),在油环区域内无法部署面积井网实施面积注水。因此,将采油井布置在油环的纯油区,即外含气边界以外与内含油边界以内的区域,注水井布置在油水界面附近注水开发,设计不同注采比条件下的开发方案,计算结果如表 3 所示。

由表 3 可知,随着注采比的增大,油环油采出越多,气顶气和凝析油采出越少。当注采比超过 0.5 时,注入水会将油环区原油驱替到凝析气顶区,造成油环油的损失,气油界面上升、气顶区被压缩,导致气顶区几乎无法依靠自身弹性膨胀气窜到油环采油井被采出,从而降低了气顶气以及凝析油的采出程度。当注采比保持在 0.1~0.2 时,注入水既能有效保证地层能量驱替油环油,又能保证气顶区能量的自然缓慢释放而获得较高的油环油、天然气以及凝析油采收率。因此,保持合理的注采比控制气油界面的稳定、综合利用好气顶

的天然弹性膨胀能以及注入水的能量是提高凝析气顶油藏采收率的关键。

表 3 不同压力保持水平下油田开发指标对比

Tab. 3 The comparison of development index under different pressure maintenance level

注采比	累采量/(10 ⁴ m ³)				采收率/%			
	油环油	凝析油	原油	气顶气	油环油	凝析油	原油	气顶气
0.05	70.5	63.8	134.3	271 835.0	22.7	33.5	26.8	84.0
0.10	82.8	58.0	140.8	256 256.0	26.6	30.4	28.1	79.2
0.20	97.8	41.4	139.2	191 101.0	31.5	21.7	27.8	59.1
0.30	105.9	26.9	132.8	144 439.0	34.1	14.1	26.5	44.6
0.50	115.2	8.2	123.3	96 431.0	37.1	4.3	24.6	29.8
1.00	127.3	—	127.3	49 452.0	41.0	—	25.4	15.3

3.3 注气开发

无论衰竭开发还是注水开发,凝析油的采收率均较低,因此考虑从气顶注气直接对凝析气顶补充能量,同时利用注入介质与凝析气顶流体组分之间的传质来改变凝析气的相态以降低凝析油的反凝析、提高凝析油采收率。为对比 CO₂ 和 CH₄ 气体对凝析气顶油藏开发指标的影响,设计循环回注 CO₂ 和 CH₄ 气体开发方式下的 2 种开发方案,计算结果见表 4。

表 4 不同循环回注介质对开发指标的影响

Tab. 4 The influence on development index of different cycle injecting media

循环回注 介质	累采量/(10 ⁴ m ³)				采收率/%			
	油环油	凝析油	原油	气顶气	油环油	凝析油	原油	气顶气
CO ₂	70.6	114.6	185.2	159 542.0	22.7	60.1	36.9	49.3
CH ₄	61.9	124.5	186.4	159 181.0	19.9	65.3	37.2	49.2

由表 4 可知,循环回注 CO₂ 或循环回注 CH₄ 开发效果大体相当。其主要原因是由于凝析气顶中 CO₂ 和 CH₄ 的含量基本相当(表 1),因此在循环回注 CO₂ 或 CH₄ 的过程中对地层能量的补充程度基本一样,致使累采地层原油量基本相当,在生产过程中随 CO₂ 或 CH₄ 气体的不断采出、分离,然后注入气顶,凝析气体体系的组成不断趋于露点压力降低的方向发展,露点压力降低将有效延缓凝析油的反凝析。循环回注 CO₂ 开发,油环油采出程度高于循环回注 CH₄ 开发,主要是由于 CO₂ 能够降低油气界面张力、极易溶入油环油与油环油混相,降低油环油粘度,提高油环油的采收率;循环回注 CH₄ 开发,凝析油采出程度高于循环回注 CO₂ 开发,主要是由于 CH₄ 能大幅降低体系的反凝析压力,同时 CH₄ 具有很强反蒸发作用和对凝析油的萃取抽提作用,在不断循环回注过程中,使地层中的气体干度不断增加,从而通过对凝析油的超临界抽提和多级接触混相驱替,使部分反凝析油蒸发或通过降低凝析油气界面张力将凝析油驱向油环而被采出。然而,考虑到温室气体 CO₂ 对环境的影响,在两者开发效果大体相当的情况下,优先选择循环回注 CO₂ 开发。

3.4 开发方式比选

通过上述对该凝析气顶油藏衰竭开发、注水开发以及注气开发的模拟计算结果,对不同开发方式的指标进行对比,如图 3 所示。

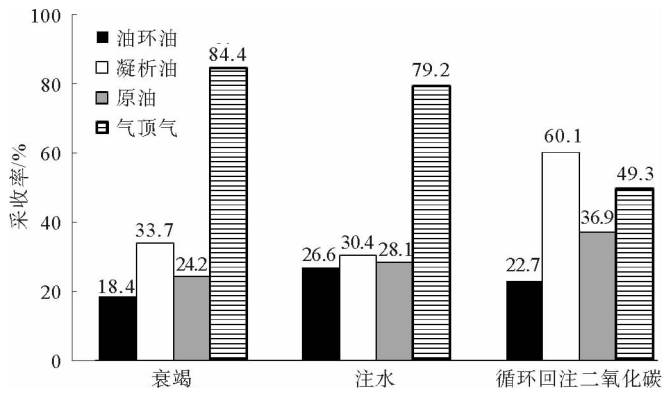


图 3 不同开发方式开发效果对比

Fig. 3 The comparison of development effect under different development method

由图 3 可知,在循环回注 CO₂ 开发方式下,可大幅提高凝析油采收率,与衰竭开发相比,可提高 4.3% 油环油采收率、26.4% 凝析油采收率,致使原油采收率提高近 13%。注水开发与衰竭开发相比,提高原油采收率仅 4%,开发效果差于循环回注 CO₂ 开发,主要是由于注水开发不能实现对气顶直接补充能量,导致凝析油采收率低。由此可见,对于研究区高含 CO₂ 高含凝析油的气顶油藏而言,循环回注 CO₂ 开发是最为理想的开发方式,不仅能发挥 CO₂ 大幅提高原油采收率的作用,同时也能实现 CO₂ 气体的就地埋存。

4 结论

- 1) CO₂ 和 CH₄ 均能降低凝析气体系的露点压力、增大凝析气体系的弹性膨胀能,CH₄ 对于降低凝析气露点压力的效果明显好于 CO₂,CH₄ 对于增强凝析气体系膨胀能的效果略好于 CO₂。
- 2) 对于注水开发,保持合理的注采比控制气油界面的稳定,综合利用气顶的天然弹性膨胀能和注入水的能量是提高凝析气顶油藏采收率的关键。
- 3) 循环回注 CO₂ 或循环回注 CH₄ 开发效果大体相当,但考虑到温室气体 CO₂ 对环境的影响,应优先选择循环回注 CO₂ 开发。
- 4) 循环回注 CO₂ 开发效果最好,注水开发次之,衰竭开发效果最差。

参考文献:

[1] 蒋明,赫恩杰,肖伟. 气顶边水油藏开发策略研究与实践[J]. 石油钻采工艺,2011,33(5):68-71.
JIANG Ming, HE Enjie, XIAO Wei. Study and practice of developing strategy on reservoirs with gas cap and edge water[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2011, 33(5): 68-71.

[2] 赵伦,赵晓亮,宋珩,等. 凝析气顶油藏气顶气窜研究:以让纳若尔北油藏为例[J]. 油气地质与采收率,2010,17(4):77-79.
ZHAO Lun, ZHAO Xiaoliang, SONG Heng, et al. Gas breakthrough research of condensate gas-cap reservoir: Case of Zanarol reservoir[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2010, 17(4): 77-79.

[3] 郑兴苑,尚根华,杨正明,等. 喇嘛甸气顶油藏隔障开采效果实验研究[J]. 石油钻采工艺,2006,28(3):71-73.
ZHENG Xingyuan, SHANG Genhua, YANG Zhengming, et al. Laboratory experiment of barrier injection flooding for Lama-dian gas cap reservoir[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2006, 28(3): 71-73.

[4] 何巍,黄全华,管琳. 气顶底水油藏油井最佳射孔井段确定新方法[J]. 西南石油大学学报(自然科学版),2006,33(4):111-114.
HE Wei, HUANG Quanhua, GUAN Lin. A new method of determining the optimum perforation intervals of wells in reservoirs with bottom water and gas cap[J]. Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition), 2006, 33(4): 111-114.

[5] 袁昭,邵明记,于家义,等. 气顶油田开发中隔障开采法浅议[J]. 特种油气藏,2007,14(4):62-64.
YUAN Zhao, SHAO Mingji, YU Jiayi, et al. An approach to obstruction recovery method for developing gas cap field[J].

- Special Oil and Gas Reservoirs,2007,14(4):62-64.
- [6]张丽萍,李如一,松辽盆地古龙凹陷典型油气藏相态类型综合判别[J].大庆石油学院学报,2008,32(4):27-29.
ZHANG Liping,LI Ruyi. Comprehensive discrimination of the phase state type of the typical oil and gas reservoirs in Qijiaolong sag in Songliao basin[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute,2008,32(4):27-29.
- [7]陈安乐.凝析气在垂直裂缝地层中的三线性渗流模型[J].大庆石油学院学报,2008,27(3):20-22.
CHEN Anle. A condensate gas model of three linear filtering in vertical fractured reservoir and it's applications[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute,2008,27(3):20-22.
- [8]李士伦,潘毅,孙雷.对提高复杂气田开发效益和水平的思考与建议[J].天然气工业,2011,31(12):76-77.
LI Shilun,PAN Yi,SUN Lei. Thoughts and suggestions for the improvement of the efficiency and development level of complex gas fields[J]. Natural Gas Industry,2011,31(12):76-77.
- [9]汪周华,郭平,孙风景,等.桥口气藏凝析油采收率研究[J].石油学报,2005,26(6):74-75.
WANG Zhouhua,GUO Ping,SUN Fengjing,et al. Recovery efficiency of condensate oil in Qiaokou gas reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica,2005,26(6):74-75.
- [10]余军.凝析气藏数值模拟相态分析及应用[J].天然气勘探与开发,2004,27(1):39-41.
SHE Jun. The study and application of numerical simulation and phase analyses to condensate gas reservoir[J]. Natural Gas Exploration and Development,2004,27(1):39-41.
- [11]鲁明辉,谢俊,王金凯.濮城油田西区沙二上1气顶油藏剩余油研究及方案调整[J].山东科技大学学报(自然科学版),2008,27(4):21-26.
LU Minghui,XIE Jun,WANG Jinkai. Study on the remaining oil in gas-cap oil pool in S₂U₁ group of the western area of Pucheng oilfield and plan adjusting[J]. Journal of Shandong University of Science and Technology(Natural Science),2008,27(4):21-26.
- [12]郑小敏,钟立军,严文德,等.凝析气藏开发方式浅析[J].特种油气藏,2008,15(6):60-61.
ZHENG Xiaomin,ZHONG Lijun,YAN Wende,et al. Approach to condensate gas reservoir development schemes[J]. Special Oil and Gas Reservoirs,2008,15(6):60-61.
- [13]孙志道,胡永乐,李云娟,等.凝析气藏早期开发气藏工程研究[M].北京:石油工业出版社,2003:220-252.

(责任编辑:高丽华)

(上接第7页)

- [3]廖纪佳,朱筱敏,邓秀芹,等.鄂尔多斯盆地陇东地区延长组重力流沉积特征及其模式[J].地学前缘,2013,20(2):29-30.
LIAO Jijia,ZHU Xiaomin,DENG Xiuqin,et al. Sedimentary characteristics and model of gravity flow in Triassic Yanchang formation of Longdong area in Ordos basin[J]. Earth Science Frontiers,2013,20(2):29-30.
- [4]罗薇,何幼斌.临7断块区沙三段沉积相与储层研究[D].湖北:长江大学,2011:61-89.
- [5]回春,李因兰,孟海龙.临盘油田临北地区沙三段油气成藏规律研究[J].内蒙古石油化工,2010(4):101-102.
- [6]贾红义,谭明友,韩波,等.渤海湾盆地惠民凹陷临北地区帚状构造物理模拟实验研究[J].石油实验地质,2013,35(1):93.
JIA Hongyi,TAN Mingyou,HAN bo,et al. Physical simulation of brush structure in Linbei area, Huimin sag, Bohai Bay basin[J]. Petroleum Geology & Experiment,2013,35(1):93.
- [7]陈永红.惠民凹陷沙三段三角洲前缘滑塌浊积砂体发育规律与油气聚集关系[D].广州:中国科学院广州地化所,2006:9.
- [8]张勇.惠民凹陷西部早第三纪沙河街组浊积扇及砂岩体沉积特征研究[J].地球学报,2001,22(1):43.
ZHANG Yong. Turbidites of Palaeogene Shahejie formation in western Huimin basin of Shengli oilfield, Shandong province [J]. Acta Geoscientia Sinica,2001,22(1):43
- [9]操应长,姜在兴,李春华.山东惠民凹陷中央隆起带古近系沙三段层序地层及沉积演化[J].古地理学报,2002,4(3):40-46.
CAO Yingchang,JIANG Zaixing,LI Chunhua,et al. Sequence stratigraphy and depositional evolution of the member 3 of Shahejie formation in the western Huimin depression of Shandong province[J]. Journal of Palaeogeography,2002,4(3):40-46.

(责任编辑:高丽华)