

文章编号:0253-2697(2001)06-0045-05

凝析油地下反蒸发的实验研究

李 实 郑希潭 陈 钢 罗 凯 刘 宁

(中国石油勘探开发研究院 北京 100083)

摘要:针对一富凝析气藏,在有介质和无介质、保持压力和部分保持压力条件下进行了一系列注气实验。实验结果表明,注入气体与原始凝析气藏流体进行组分交换使凝析现象明显,注入干气不仅能在地下反蒸发凝析油中的中间烃类,而且也能有效蒸发 C_{20+} 以上的重烃。作者首次采用实际凝析气藏流体和岩心进行长岩心注气实验,研究凝析油地下反蒸发的情况,对富含凝析油气田开发方式的优选,具有实际的指导意义。

关键词:凝析气;反蒸发;长岩心;实验

中图分类号:TE372

文献标识码:A

引 言

近年来,在我国西部尤其是新疆塔里木地区相继发现多个深层、高温高压、富含凝析油的凝析气田和易挥发性原油油田。出于对凝析气的反凝析热力学特性的考虑,循环注气保持地层压力开采是阻止凝析油反凝析损失提高采收率的重要措施^[1,2]。但是,由于这类性质油气藏(如新疆塔里木的牙哈凝析气田)露(泡)点压力高,使循环注气设备的造价非常昂贵。为此,人们设想,能否将该类性质的油气田衰竭生产到某一种程度,再实行循环注气,使反凝析到地下孔隙中的凝析油反蒸发,从而一方面既降低了早期设备的造价和费用投入,另一方面又能提高凝析油的采收率。

国内外关于凝析油能否反蒸发、反蒸发机理、蒸发程度等问题在认识上存有争论,观点也不完全一致。自从 Standing^[3]和 Weinaug & Cordell^[4]首次研究凝析油的反蒸发现象以来,研究人员更加深入地研究了影响反蒸发的因素^[5-13],这些研究有益于人们认识凝析油在储层注气过程中的动态变化过程。一些研究人员认为^[4-8],只要注入足够的干气即可完全反蒸发凝析油;注入的干气与凝析油处于平衡状态;开采速度对储层流体的平衡状态几乎没有影响; CO_2 、甲烷对凝析油的蒸发作用比 N_2 更强^[9-13]。但对影响凝析油反蒸发机理的因素还存在一些不同的认识,例如,有人认为孔隙介质、束缚水饱和度、岩石润湿性等对凝析油反蒸发几乎没有影响^[7],也有人认为岩石颗粒减小、油饱和度和束缚水饱和度增大均使凝析油反蒸发速率增大^[8]。

从已发表的文献可知,以前对凝析油的反蒸发实验几乎都是采用 C_4 、 C_5 、 C_6 、 C_7 等代表储层的反凝析油,尚没有一例采用实际凝析气藏流体在实际岩心中研究反蒸发的效果,这恐怕亦是 Standing 的研究未能引起足够重视的部分原因。本研究首次采用某富凝析气藏的实际流体和岩心,研究凝析油地下反蒸发情况,无疑将对凝析气藏开发具有重要的意义。

1 实验装置、原理和程序

1.1 长岩心驱替实验装置

该实验装置主要由驱替系统、长岩心夹持器系统、观察窗、回压控制器、量油测气装置和流体分析系统构成。最高工作压力 70MPa,最高工作温度 150℃,传压介质为蒸馏水,采用无汞活塞式增压方式给实验流体加压。

基金项目:中国石油天然气集团公司“九五”科技攻关项目(Z95-26-1E)部分成果。

作者简介:李实,男,1964年4月生,1986年毕业于武汉大学化学系,现为中国石油勘探开发研究院采收率所工程师,主要从事地层流体相态特性以及有机固相沉淀的研究。

1.2 实验原理

凝析油在地下反蒸发实验是通过注干气将凝析气藏衰竭生产时产生的反凝析油重新蒸发采出。在注气过程中,通过定时收集不同注气体积时采出的油气量,来确定凝析油的蒸发程度。

1.3 实验程序

(1) 地层流体制备 地层流体由取自某凝析气藏的高压分离器油气样,按现场气油比配制而成。常规PVT分析表明,该凝析气藏流体的露点压力为52MPa,衰竭生产时的最大反凝析压力为22MPa,最大反凝析液量为19.79%,属于富凝析气。

(2) 注入气配制 注入干气的组成 N_2+C_1 为92%, C_2 为5%, C_3 为3%。

(3) 岩心准备 岩心采用某富凝析气藏的实际岩心,加工成直径为3.8cm、长度约为7cm的岩心柱。按渗透率从进口端到出口端由高到低排列,将15块岩心柱组成长度为103cm的长岩心组,每块岩心的气体渗透率和孔隙度数据见图1。将长岩心组饱和地层水,测得有效孔隙体积为238.47cm³。

(4) 饱和凝析气 在地层温度(138℃)下,先用氮气将长岩心增压至地层压力(56MPa),再用凝析气藏流体驱替岩心中的氮气,于长岩心出口处取油气样进行色谱分析,分析结果与进口的流体组成一致时,说明长岩心组已被原始凝析气藏流体所饱和。

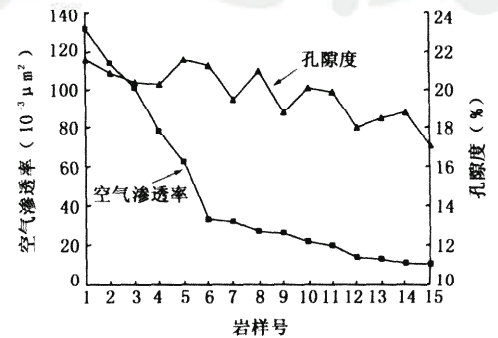


图1 长岩心驱替所用岩石常规物性数据

Fig. 1 Physical properties of cores used

2 注气实验

2.1 PVT筒衰竭后加气

在长岩心注气实验之前进行了PVT筒内无介质衰竭加气实验,先衰竭到35MPa产生反凝析油,然后保持该压力向PVT筒内加入干气,研究加气后凝析油的蒸发程度。实验结果表明,凝析油蒸发现象明显,不仅凝析油中的中间组分能被蒸发,而且 C_{20+} 以上的重组分也能被蒸发(见表1)。加气1PV时凝析油总采收率为40.31%,加气2PV时采收率为53.70%。

表1 产出油参数对比

Table 1 Comparison of parameters of condensate produced

组分组成 (mol%)	注入1PV干气			注入2PV干气		
	保持压力注气	衰竭后注气	PVT筒衰竭加气	保持压力注气	衰竭后注气	PVT筒衰竭加气
$C_5 \sim C_{10}$	45.02	64.32	47.84	18.26	31.83	31.83
$C_{11} \sim C_{15}$	28.28	24.78	34.32	35.95	47.41	32.64
$C_{16} \sim C_{19}$	13.98	6.94	11.89	19.41	15.08	13.01
C_{20+}	12.72	3.96	5.95	26.38	5.68	8.25
产出油密度(g/cm ³)	0.8104	0.7814	0.7995	0.8839	0.8089	0.8038
凝析油总采收率(wt%)	68.28	45.10	40.31	86.22	61.49	53.70

2.2 长岩心保持地层压力注气

2.2.1 实验方法

该项实验是在地层条件下,通过向饱和富凝析气流体的长岩心中注干气来研究保持压力开采凝析气藏的效果,并以此为基础与衰竭开采到一定程度后再行注气的效果进行对比。实际方法是,在地层温度压力条件下,将凝析气藏流体对长岩心进行饱和后,保持地层压力(56MPa)以2m/d的速度注入干气进行驱替试验。定时计量产出油气的产量,同时取油气样进行色谱分析。待注气体积达2倍岩心孔隙体积时停止实验。

2.2.2 实验结果

图2是产出气油比随注气体积变化的关系曲线。当注气体积小于0.7倍孔隙体积(PV)时,气油比随注气量的增加基本保持不变,表明该阶段为活塞式驱替过程。随着注气体积的增加,大于0.7PV小于1.2PV时,气

油比虽升高但并不十分明显。这一阶段为驱替和蒸发并存的过程。这是由于注入的干气在与原始流体接触进行组分交换过程中,存在露点升高的现象,导致部分凝析气反凝析,而后续的干气又将反凝析油重新蒸发,因此这一阶段的气油比升高并不明显。继续注气,当注气量大于 1.2PV 时,气油比便迅速增加,2PV 时气油比高达 $22 \times 10^4 \text{cm}^3/\text{g}$ (气为体积单位, cm^3 ; 油为质量单位, g ; 下同)。从产出气油比随注气体积变化的趋势看,注入气约在 0.7PV 以后突破。

图 3 是凝析油累积采收率随注气体积变化曲线。当注气体积小于 0.8PV 时,凝析油采收率几乎成直线增加。当注气体积大于 1.0PV 后,累积采收率随注气体积的增加而趋于平缓,最后几乎不再随注气量增加而增大。注入干气 1PV 时,凝析油采收率为 68.28%,注气 2PV 时,采收率为 86.22%,比预期值低,这是由于干气注入后,造成凝析气藏流体露点压力升高,发生反凝析现象的原因所致。此外,从产出油密度以及产出油组成随注气体积的变化可知,保持地层压力注气开采前期,采出油主要是轻、中质油,后期则主要是中、重质油。

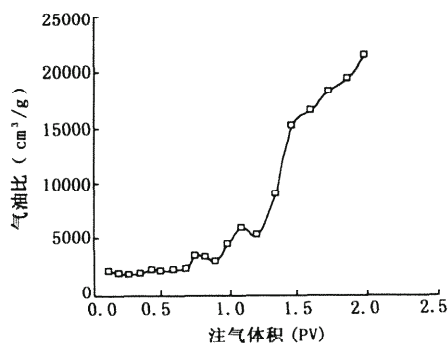


图 2 气油比随注气体积变化关系曲线(56MPa)

Fig. 2 GOR with injection gas volume increases

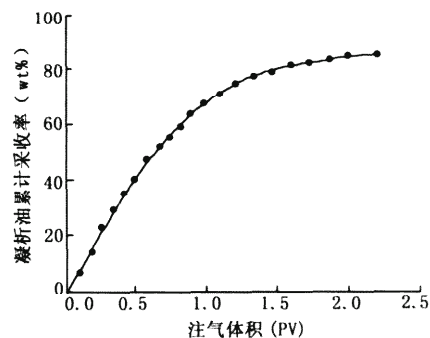


图 3 油累计采收率随注气体积变化关系曲线(56MPa)

Fig. 3 Cumulative condensate recovery with injection gas volume increases

2.3 长岩心压力衰竭后注气

2.3.1 实验方法

所谓衰竭后注气,是指将饱和在长岩心中的富凝析气藏流体先衰竭生产到某一压力,此时反凝析油产生,保持该压力再进行注气,以研究注气后凝析油的蒸发程度和采出效果。实验方法与保持压力注气时基本相同,不同之处在于用凝析气藏流体将长岩心饱和后,先进行衰竭生产。按照预先的设计要求,从地层压力 56MPa 衰竭生产到 35MPa 后,保持该压力注气,当注入干气的体积为 2 倍孔隙体积时停止。所用岩心和流体物性与保持压力注气实验所用岩心和流体完全一致。

2.3.2 实验结果

长岩心自地层压力衰竭开采到 35MPa 时的实验结果表明,凝析油的采收率为 12.07%,天然气采收率为 21.53%。

图 4 是衰竭开采后保持 35MPa 压力进行注气时,产出气油比随注气体积变化的曲线。当注气量小于 0.8PV 时,气油比随注气量的增加基本保持不变,此阶段为活塞式驱替过程;当注气量大于 0.8PV 小于 1.1PV 时曲线出现一平台,即气油比随注气量的增加出现了一个相对平稳的阶段,说明凝析油的蒸发现象十分明显;随着注气量的继续增加,尽管凝析油的蒸发仍在进行,但由于蒸发出的凝析油与注入气量相比较少,因此气油比呈现出明显上升的趋势,注入气体积为 2PV 时,气油比增至 $15000 \text{cm}^3/\text{g}$ 。综上分析可知,干气突破时的注气量约为 0.8PV。

图 5 是凝析油累计采收率随注气体积变化的关系曲线,可见刚开始注气时的采收率为 12.07%,这是自地层压力衰竭开采到 35MPa 时的凝析油采收率。当注气量介于 0~1.1PV 时,凝析油累积采收率呈直线上升趋势,注气 1PV 时凝析油总采收率为 45.10%;当注气量大于 1.1PV 后,累积采收率曲线趋于平缓,但仍呈上升趋势,注气 2PV 时采收率为 61.49%。实验结果说明,由于凝析油反蒸发现象的存在,即使注气量大于两倍孔

隙体积,仍能产出一定量的凝析油。

在长岩心压力衰竭后注气的实验过程中,定时取样分析产出的油气组成和产出油密度。分析结果表明,注入气突破之后,产出油的密度增加,产出油中不仅能检测出大量的中间组份(C_{15} 之前),还能检测出 C_{20+} 以上的重质组分,且其含量随注气量增加而增加(见前表1),充分说明凝析油的蒸发现象显著,凝析油中的中间烃类不仅能被蒸发出,而且 C_{20+} 以上的重质馏份也能通过注气反蒸发。衰竭后注气开采过程中,前期采出的主要是轻、中质凝析油,后期采出的油中重质含量虽有所增加,但仍以中、轻质组分为主。

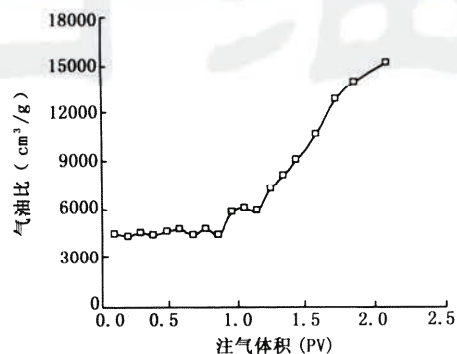


图4 气油比随注气体积变化关系曲线(35MPa)

Fig. 4 GOR with injection gas volume increases

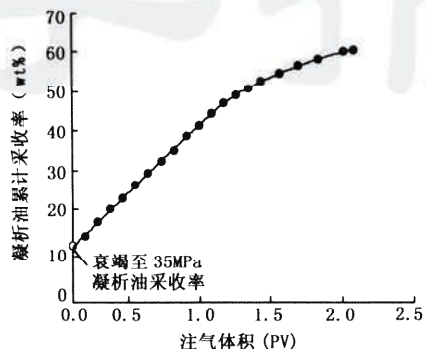


图5 油累计采收率随注气体积变化曲线(35MPa)

Fig. 5 Cumulative condensate recovery with injection gas volume increases

2.4 保持地层压力注气与衰竭后注气实验的对比

长岩心保持地层压力注气、衰竭后注气以及PVT筒衰竭后加气实验结果的对比见前表1。从产出油的组成和密度来看,保持压力注气采出的凝析油明显比衰竭后注气采出的凝析油要重。从凝析油总采收率的对比来看,相同注气量时,保持压力注气的采收率要高于衰竭后注气的采收率,注气量为1PV时,采收率高出23.18%,注气量2PV时采收率要高出24.73%。此外,相同注气量时,长岩心衰竭后注气的凝析油总采收率要比PVT筒衰竭后加气的采收率高,这说明多孔介质的存在可能有利于凝析油反蒸发。

如果单从凝析油的总采收率来看,保持地层压力注气开采较为有利,但考虑到该富凝析气藏流体的露点压力高达52MPa,循环注气保持地层压力开采的早期设备投入很大,因此采用哪种注气开采方式更为有利,应作全面经济评价,选择最佳开采方式。

3 结论

(1) 长岩心和PVT筒内进行的衰竭后注气实验表明,凝析油地下反蒸发的现象明显存在,注入干气不仅能蒸发凝析油中的中间烃类,而且也能有效蒸发 C_{20+} 以上的重烃。对于露点压力较高的凝析气藏,注气能将衰竭生产过程中产生的凝析油重新蒸发采出。

(2) 相同注气量时,长岩心衰竭后注气的凝析油总采收率要比PVT筒衰竭后加气的采收率高,这说明多孔介质可能有利于凝析油反蒸发。

(3) 长岩心注气实验表明,保持地层压力注气采出的凝析油明显比衰竭后注气采出的油要重。保持压力注气前期采出的主要是轻、中质凝析油,后期则主要是中、重质油;衰竭后注气前期采出的主要是轻、中质凝析油,后期采出的油中重质含量虽有所增加,但仍以中、轻质组分为主。

(4) 保持地层压力注气时,注入的干气与原始凝析气流体进行组分交换使露点压力升高,可能导致部分凝析气反凝析,致使凝析油采收率有所下降。

(5) 对于高温高压、高露点的富凝析气藏,虽然保持地层压力注气开采的采收率要高于先衰竭生产然后再注气开采的采收率,但考虑到早期的设备投入很大,因此,应作全面经济评价,选择最佳开采方式。

参 考 文 献

- [1] Hernandez I, Farrouq Ali S M, Bentsen R G. First steps for developing an improved recovery method for a gas condensate reservoir[C]. Presented at the 1999 CSPG and Petroleum Society Joint Convention, Digging Deeper, Finding a Better Bottom Line, in Calgary, Alberta, Canada, 1999, 99~103.
- [2] Klotz J A. Condensate Production[J]. JPT, 1953, 5(3): 27~29.
- [3] Standing M B, Lindblad E N, Parsons R L. Calculated recoveries by cycling from a retrograde reservoir of variable permeability[J]. Trans. AIME, 1948, 174: 165~190.
- [4] Weinaug C P, Cordell J C. Revaporization of butane and pentane from sand[J]. JPT, 1948, 2(11): 457~465.
- [5] Oxford C W, Huntington R L. Desorption of hydrocarbons from an unconsolidated sand[C]. Paper Number 190-G, presented at the Fall Meeting of the Petroleum Branch, American Institute of Mining and Metallurgical Engineers, in Houston, Oct. 1~3, 1952.
- [6] Oxford C W, Huntington R L. Vaporization of hydrocarbons from an unconsolidated sand[J]. JPT, 1953, 5(3): 15~18.
- [7] Smith L R, Yarborough L. Equilibrium Revaporization of retrograde condensate by dry gas injection[J]. SPEJ, 1968, 8(3): 87~94.
- [8] Sigmund P M, Cameron A M. Recovery of retrograde condensed liquids by revaporization during dry gas injection[J]. J. Can. Pet. Tech., 1977, 16(1): 64~77.
- [9] Moses P L, Wilson K. Phase equilibrium considerations in using nitrogen for improved recover from retrograde condensate reservoirs[J]. JPT, 1981, 33(2): 256~262.
- [10] Donohoe C W, Buchanan R D. Economic Evaluation of cycling gas-condensate reservoirs with nitrogen[J]. JPT, 1981, 33(2): 263~270.
- [11] Goricnik B, Sarapa M, Csisko M. Phase equilibria in a rich-gas condensate-CO₂ and natural gas mixtures[J]. NAFTA, 1995, 46(9): 371~377.
- [12] Chaback J J, Williams M L. p-x Behavior of a rich-gas condensate in admixture with CO₂ and (N₂+CO₂) [J]. SPE Res. Eng., 1994, 9(2): 44~50.
- [13] Sanger P J, Hagoort J. Recovery of gas-condensate by nitrogen injection compared with methane injection[J]. SPEJ, 1998, 38(3): 26~33.

(收稿日期 2000-08-17 修回日期 2000-11-10 编辑 张占峰)

印度东海岸发现大型天然气田

印度科恩能源公司最近在安得拉邦海岸深海区发现一大型天然气田,目前日产量达 230 万 m³。

该公司在水深 1000m 的克里希纳·戈达瓦里海盆钻探时,发现在距海平面 1870m 至 2330m 处有数个储气层。专家据此判断,该区域的储气量在 210 亿至 280 亿 m³ 之间。

印度石油和天然气部长奈克表示,印度政府对参与印度油气开发的外国公司在税收方面将给予优惠待遇,并正在考虑在沿海和内地主要城市兴建若干液化天然气项目,不久还将颁布液化天然气进口政策。据悉,印度政府已在东西沿海深水区分别划出 7 个和 8 个区块供国内外公司开发石油和天然气。一些欧美公司对此表示出浓厚的兴趣。

印度是个能源短缺的国家,去年的石油进口费用高达 160 多亿美元。由于国际市场石油价格居高不下,石油进口已成为印度政府的一大财政负担。

摘自《石油综合信息》

ity oilfield.

Key words: nuclear magnetic resonance; low permeability oilfield; movable fluid; development potential; evaluation

EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF RETROGRADE VAPORIZATION OF OIL CONDENSATE AT SUBSURFACE CONDITIONS

LI Shi, et al. (*Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China*) ACTA 2001, 22(6): 45~49

Abstract: To address this issue, a series of experiments in this paper are performed and compared to quantitatively investigate the revaporization efficiency of retrograde condensate by lean gas injection. The studies include three main parts: (1) gas injection below the dew point in the PVT cell; (2) gas injection above and (3) below the dew point in long core equipment. Instead of the simple synthetic fluid and the packed core systems used in the previous literature, the actual gas condensate fluid and 1 m long-core are employed here. An interesting finding is that lean gas can effectively revaporize not only the intermediate but also heavy hydrocarbon (i. e., C_{20+}), which is contrary to the common belief that the heavy hydrocarbon cannot be revaporized by lean gas.

Key words: condensate; retrograde vaporization; long-core; experiment

THE REMAINING OIL DISTRIBUTION PATTERN CONTROLLED BY INTERIOR AQUIFUGES AND FAULTS IN BURIED HILLS RESERVOIR

ZHANG Shu-juan, et al. (*The Institute of Petroleum Exploration and Development of Huabei Oil Field, Renqiu 062552, China*) ACTA 2001, 22(6): 50~54

Abstract: The interior aquifuges and faults in buried hills are the main factors that control the distribution of remaining oil. Comprehensively applying seismology, geology, log and development behavior of reservoir, the classifying standard for aquifuges was defined. The relative aquifuges were classified into four types, and a synthetic evaluating was made for all the aquifuges. The roles of aquifuges playing in reservoir development behavior were analysed. The relation between the distribution of aquifuges and remaining oil was studied. According to the combination of the interior aquifuges and faults in three dimension, the pattern of remaining oil was classified into three main types and six subtypes. Finally, the favorite potential regions and intervals of remaining oil in buried hill were predicted.

Key words: buried hill reservoir; carbonate rocks; relative aquifuges; interior fault; remaining oil; Renqiu Oilfield

THE RESERVOIR PREDICTING METHODS BASED ON 3-D DATA VOLUME AND ITS APPLICATION

ZHENG Xiao-wu, et al. (*Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Beijing 100083, China*) ACTA 2001, 22(6): 55~58

Abstract: The 3-D visualization is a method of voxel-based seismic volume interpretation. The structural,