

提高凝析气藏采收率的新思路

李士伦 潘毅 孙雷

(西南石油大学)

李士伦等.提高凝析气藏采收率的新思路.天然气工业,2008,28(9):1-5.

摘要 我国目前的凝析气藏多属凝析油含量中偏低的饱和凝析气藏,且多采用衰竭方式开发,采收率低,有的已处于开发中、后期,如何提高凝析气井产量和气藏凝析油采收率已成为关键问题。在借鉴俄罗斯开发凝析气藏经验的基础上,着重介绍了4种提高凝析气藏采收率的开发方式:开发中后期低于最大反凝析压力下循环注干气;注 N_2 开发水淹气藏;防水、治水与利用地层能量相结合的水驱气藏开发方式;注水提高凝析气藏采收率。上述方法对于提高我国凝析气藏采收率具有指导与借鉴作用。

主题词 凝析油气田 开发 方法 提高采收率

一、概述

目前我国已发现的凝析气资源大多集中在新疆,尤其是在塔里木盆地,凝析油含量高,储量多,是重点开发区域。凝析气藏同时产天然气和凝析油,经济价值很高,但开发很复杂,存在着凝析油气体体系的相态变化和反凝析现象,其重要的开发特征是:①埋藏深,高温、高压,超临界的气态甲烷含量占优势,但又具一定量 $C_3 \sim C_4$ 组分和液态烃(C_5^+)。②在一定地层压力、温度范围内存在着凝析油气体体系的反凝析现象,因此不保持压力会造成很大的凝析油地层损失量,所以开发存在确定经济、合理、有效的开发方式和提高油、气采收率的问题。③凝析油气体体系相态变化与其组成、压力和温度等热力学条件有关,并且随时随地会发生变化,所以地下和地面两大生产系统更加紧密相连,开发必须采用上、下游一体化的配套工艺技术,以实现科学、经济、有效的开发。④凝析油、气在储层中的渗流是一种有相间质量交换的物理化学渗流,是开发中的难点,也是渗流力学中研究的重点、难点,开发过程中要开展以下系列研究:气液固三相相态研究(蜡、沥青质、元素硫和水合物等沉积);凝析油气体体系多孔介质相态研究(考虑吸附等界面现象影响);凝析油气体体系渗流过程的相态研究(相渗曲线、近井带凝析油饱和度分布、凝析油临界流动饱和度等);凝析油气与地层水体系相态研究(以往都忽略水的影响);凝析油气

体系近临界态相态研究;凝析油气体体系在注气过程中相态研究;深层近临界态、高含蜡富含凝析油的凝析气藏和含油环的凝析气藏开发研究;中、后期开发方式研究。

我国相当部分凝析气藏凝析油含量均中偏低,一般都采取衰竭方式开发。一方面凝析油采收率很低;另一方面在地层压力降到初始凝析压力(上露点压力)以下时在近井带和井筒内常积聚凝析油,影响到气井产能。所以,开发中、后期如何克服反凝析液阻塞、提高单井产量和探索提高凝析油采收率问题已成为焦点。笔者根据国内外的成果及自身在这方面的研究成果,就此问题提出了建议,望能引起重视,大胆地探索和实践。

俄罗斯有着丰富的凝析气资源,除油环凝析气藏(或凝析气顶油藏)用屏障注水方式开发外,大部分凝析气藏至今都还采用衰竭方式开发,其很好的开发实践经验值得重视。

此外,早期注气将气藏压力保持在初始凝析压力水平上涉及的问题较多,井下和地面设备密封、安全要求高,投资大,生产费用也高,需要从国外购置高压压缩机,这直接影响开发效益。若在中、后期注气,采收率虽不如早期注气高,但权衡利弊和技术经济因素,有时还是可行的。有4种注气方式值得重视和探索,它们是:①开发中、后期低于最大凝析压力时低压注干气;②开发后期注 N_2 开发部分水淹的气藏和凝析气藏;③防水、治水与利用地层水能量相

作者简介 李士伦,1935年生,教授,博士生导师,本刊第六届编委会顾问,毕业于莫斯科石油学院,长期从事复杂气田开发新技术新方法研究工作。地址:(610500)四川省成都市新都区。电话:(028)83032724。E-mail:panyi_1981@126.com

结合,开发气藏和凝析气藏;④注水和水气交替注入开发凝析气藏。储气库与同时开发凝析气藏相结合的开发方式和注气单井吞吐的特殊增产措施,限于篇幅此不赘述,可参见文献[1-3]。

二、开发中、后期低于最大凝析压力时循环注干气

P. M. Tep-CapkuoB 在此方面开展了大量的理论、实验和应用研究^[1]。

1. 实验研究

凝析气中 $C_2 \sim C_4$ (称中间分子量烃) 组分对体系的影响很大,直接影响上露点压力值大小。干气气田中 $C_2 \sim C_4$ 组分含量一般小于 5%,凝析气田中为 5%~30%。全俄天然气研究院在理论和实验方面研究了 C_5^+ 在气相中的溶解度与凝析油气混合物中 $C_2 \sim C_4$ 含量间的关系,采用了 3 种模拟体系(见表 1),其差异表现在 C_1 、 C_3 、 C_4 的组成上。实验和计算结果见图 1。

表 1 3 种模拟体系的组成表 %

方案	C_1	C_3	C_4	C_5	C_6	C_8
1	91.0	0	0	3.0	3.0	3.0
2	76.0	10.0	5.0	3.0	3.0	3.0
3	61.0	20.0	10.0	3.0	3.0	3.0

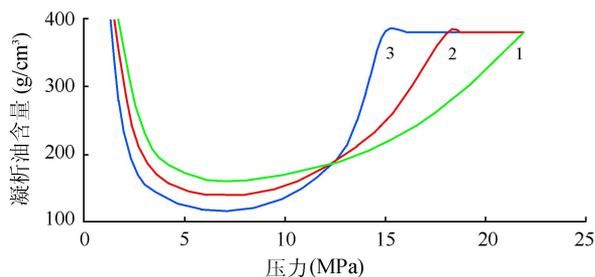


图 1 体系凝析油含量与压力、温度(80℃)的关系图

开发初期(即高压下), $C_3 \sim C_4$ 组分有保持 C_5^+ 滞留在气相中的作用,它使体系的初始凝析压力降低(图 1)。但随着压力的降低(本例为 14 MPa),又发生了反向的关系。更大量的反凝析液(C_5^+)积聚,保证了以后在正常蒸发区内 C_5^+ 转向气相的更大潜力。如果在地层气中 $C_2 \sim C_4$ 含量不足,在地层凝析气中 $C_2 \sim C_4 / C_5^+$ (摩尔含量比)小于 2 时,在注干气前可先注一个富含 $C_2 \sim C_4$ 组分的段塞(15%~20% PV),则更为有效,单井吞吐也可这样处理。

2. 矿场试验

在上述理论指导下,1993 年俄罗斯欧洲部分最大的凝析气田乌克蒂尔实行了在最大凝析压力以下、地层压力 5 MPa 时回注宽馏分(富含 $C_2 \sim C_6$)烃气和秋明干气的试验,历时 10 余年,取得了成效,还准备扩大。实施目的:①用干气置换(驱替)地层气;②再蒸发反凝析阶段析出在气层中的凝析油;③减缓地层压力下降速度;④阻挡边水进入凝析气区;⑤让生产井长期处于良好的工作状态,提高生产井产能 10%~20%,也能提高注入井吸收能力;⑥提高凝析油最终采收率。该气田的原始凝析气储量为 $4.295 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中凝析油储量为 $1.416 \times 10^8 \text{ m}^3$,原始地层压力为 36.3 MPa,地层温度为 62℃,上露点压力为 32.4 MPa,凝析油含量为 360 g/m³。储层分 6 个层组(I—VI),主要集中于巴什基尔和莫斯科层组,属裂缝—孔隙型储层。1968 年开始投入开发,前 4 a 只开发北高点主要天然气和凝析油储量区,1973 年南高点投入开发,20 世纪 80 年代初生产井达 50 口,达到了最大产量 $190 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$,从 1983 年起气田进入了产气量递减阶段。在开发后期,尽管采取了许多措施,但仍有近 $1 \times 10^8 \text{ t}$ 凝析油残留于地下,约占 70% 原始凝析油储量。于是在 20 世纪 90 年代初开始了低压注干气的试验。现介绍第一个试验区情况^[1-2],YK-8 集气站辖区试验区块构造图见图 2。

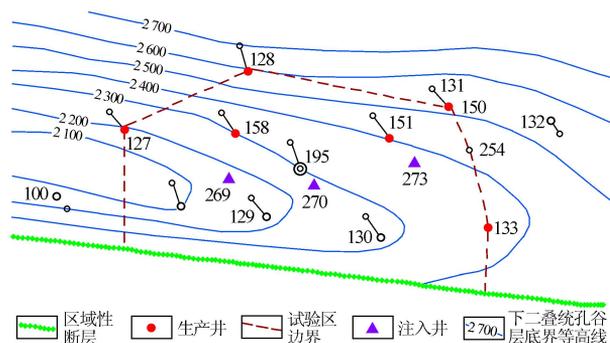


图 2 试验区构造图

试验区现行的气和凝析油储量为地层气储量 $33.14 \times 10^8 \text{ m}^3$,其中干气储量为 $31.01 \times 10^8 \text{ m}^3$,凝析油为 $12.4 \times 10^4 \text{ t}$ 。地层孔隙体积为 $8.596 \times 10^4 \text{ m}^3$,含气孔隙体积为 $6.525 \times 10^4 \text{ m}^3$,地层中析出的凝析油体积为 $0.734 \times 10^7 \text{ m}^3$ 。

1993 年 9 月 17 日~1998 年 11 月累计注入地层的气为 $17.12 \times 10^8 \text{ m}^3$,累计采出气达 23.77×10^8

m^3 (其中采出的注入秋明干气为 $8.30 \times 10^8 \text{ m}^3$, 占 48.5%)。累计采出 C_5^+ 凝析油合计为 $9.93 \times 10^4 \text{ t}$, 其中反凝析部分为 $2.43 \times 10^4 \text{ t}$ (占 15%); 采出 $\text{C}_2 \sim \text{C}_4$ 组分合计达 $46.31 \times 10^4 \text{ t}$, 其中反凝析部分为 $5.19 \times 10^4 \text{ t}$ (占 32%)。由于注气, 5 a 中 C_5^+ 在产出气中含量基本保持不变。此外, 注入井注入能力明显提高, 采气井产能普遍提高 10% ~ 20%, 个别达 60%。总体来说, 低压注气开发是经济有效的。

三、注 N_2 开发水淹气藏

俄罗斯梅德维日巨型气田的气藏含气面积为 $1\,993.3 \text{ km}^2$, 探明地质储量为 $1.683 \times 10^{12} \sim 1.935 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 预计采收率为 80% ~ 90%; 3 套含气层系, 即侏罗系、下白垩统纽康姆—阿普特阶、上白垩统西诺曼阶, 基本储量在西诺曼阶。对该巨型气田的开发有很多经验, 这里着重介绍注 N_2 开发水淹区水封气和低压区自由气。对于水体大、渗透率高、能量足的气藏而言, 排水采气不是最佳方案。全俄天然气研究院土尔教授选择了试验区做试验。

试验条件: 气藏原始地层压力为 11.75 MPa, 原始地层温度为 $27 \text{ }^\circ\text{C}$, $Z_i = 0.96$, $B_{gi} = 0.0086 \text{ m}^3/\text{m}^3$, $S_{gi} = 0.75$, $S_{gr} = 0.25$, 累计采气量为 64.5% OGIP, $2.810 \times 10^8 \text{ m}^3$, 水所占据的孔隙体积为 13.1% 的原始孔隙体积, 平均气藏压力为 4.97 MPa, 低压剩余气储量为 $1\,000 \times 10^8 \text{ m}^3$, 衰竭开发按 20 a 预测, 注 N_2 开发 13 a, 停止注 N_2 后又衰竭开发 14 a, 注入井 10 口, 采出气量按现有 63 口生产井的实际产量起算, 试验区选在气体综合处理站井区 YK6 和 YK7。衰竭开发的最终采收率为 93.5%, 注 N_2 最终采收率为 97.4%, 多采了 $110 \times 10^8 \text{ m}^3$ 的天然气, 延长气田开发时间 7 a。

四、防水、治水与利用地层能量相结合的水驱气藏开发方式

1. 气藏气水边界上注 N_2 提高采收率

边水推进过程中, 在气水边界上注 N_2 , 用 N_2 作捕集相, 推动烃类气体产出, 防止形成大量水封气, 提高气藏采收率。选用 3 个气藏作数值模拟研究, 注 N_2 气采收率比不注 N_2 气的要高 23% OGIP。

2. 俄罗斯奥伦堡气田气水边界注聚合物溶液挡水提高采收率

该气田与我国威远震旦系气藏很相似, 参见文

献[2]。气田产层属裂缝—孔隙型碳酸盐岩储层, 储层参数纵横向变化大, 气水关系十分复杂, 底水沿断层和裂缝发育带垂直向上运移, 然后沿高渗透层和层理方向横向侵入气藏, 开发过程为底水、边水综合驱动方式。特别值得我们重视的做法是:

(1) 在地层水侵入的裂缝发育带, 与水侵通道方向垂直的方向, 布 3 口井为一组的井排, 先射开水动力相连水侵层位。

(2) 把井组两边的井作为排水井, 中间注黏稠液。黏稠液由聚丙烯酰胺与产出的地层水按比例配成。加硫酸酰胺作聚合反应引发剂。

在注入井与排水井之间建立一定压差, 使黏稠液只进入有地层水侵入部位, 并建立阻水屏障。此方法在开发早、中、后期均可采用, 但要找准气水边界和水侵通道。

1982 年现场试验, 并进行了数模计算。计算表明: 若建立阻水屏障就可稳定开采 22 a, 采收率可高达 93%; 如果不建立阻水屏障, 那么稳产期仅 6 a, 采收率也只有 40%。

五、注水提高凝析气藏采收率

注水开发有风险, 要仔细分析、探讨并谨慎行事。

1. 水驱气的剩余饱和度

1952 年 Geffen T.M. 的水驱气实验至今被视为经典实验。水驱气剩余饱和度对未胶结沙子为 0.16~0.21, 砂岩为 0.25~0.38, 石灰岩为 0.34~0.50。在水淹区取心, 与电测资料对比, 岩心分析剩余饱和度为 16.7%~22%, 电测剩余饱和度为 19.4%~37%。

许多学者也得到了相似的结论。这就是为什么气藏不采取人工注水的关键所在——气井严重怕水, 一见水, 气相渗透率就会大幅度下降, 严重的甚至会停产。但是凝析气藏在一定条件下可否突破这个“禁区”还值得商榷, 下面用一个计算实例来探讨。

2. 注水开发设计实例

衰竭开发凝析气藏其凝析油采收率很低, 凝析油含量愈高, 采收率愈低。笔者曾与大港油田合作注水开发已枯竭凝析气藏, 结果是可行的。这里较详细介绍俄罗斯学者扎基洛夫在 1989 年对 AH 气田 B-19d 凝析气藏注水开发进行的实验和数模研究情况。

(1) 实验研究

1) 水驱岩心中已析出的凝析油实验

①岩心夹持器长 2.1 m, 内径 0.098 m; ②岩心为石英砂和石英粉混合物; ③岩心中原始含气饱和度在 0.237~0.746 范围变化; ④束缚水饱和度在 0.182~0.302 范围变化; ⑤渗透率为 $42.6 \times 10^{-3} \sim 157 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; ⑥孔隙度为 0.358 或 0.34; ⑦实验用毕德柯夫凝析气田复配油气样品和地层水。

2) 实验结果

①原始凝析油饱和度 ($\alpha_{\text{H.K}}$) 为 0.1 时, 无水采气期凝析油采收率 (β) 为 0.48~0.58; 若 $\alpha_{\text{H.K}} = 0.3$ 时, 则 $\beta = 0.73$, 水驱后残余凝析油饱和度 ($\alpha_{\text{CT.K}}$) 为 0.08。

②地层凝析油基本上是在无水采气阶段(特别在注水体积小于 0.5 PV) 采出。

③注水后岩心黏度增高的过渡带, 有利于完全地驱替地层中析出的凝析油。

④在岩心出口处会形成凝析油墙, 油墙可达 0.1 含气孔隙体积。

⑤水驱前若先注一凝析油段塞, 凝析油采收率可比纯水驱气提高 2.5%~8%。此外, 还进行了水、水气交替、活性水、泡沫等多种驱替析出凝析油的实验, 其中气水交替驱替效果最好, 这一点要特别重视。

(2) AH 气田 B-19 δ 凝析气藏注水开发数值模拟研究

1) 地质模型

①气藏埋深 4 600 m; ②原始地层压力 (p_i) 为 52 MPa, 温度 (T_f) 为 393 K; ③气藏面积不大; ④产层厚度 12~15.4 m; ⑤图 3 为 B-19 δ 凝析气藏井位分布图; ⑥计算网格为 $250 \times 250 \times 14\text{m}$, 纵向上缺资料

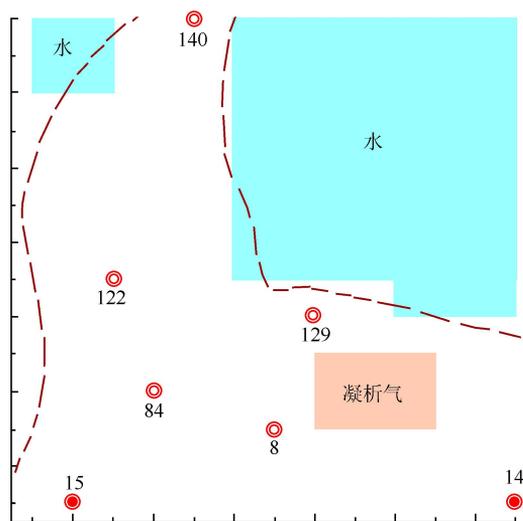


图 3 井位分布图

未细分; ⑦气藏中部有渗透率变差条带, 把它分为两部分, 北边为 122 号井区, 南边为 8、15、14 号井区, 主要储量在南区; ⑧1976 年投入开发, 到 1988 年, 8 号井区产量减了 90%, 地层压力由 52 MPa 降到 31.4 MPa; ⑨通过试井获得地层流体相关物性参数, 凝析油原始含量 $1\ 026 \text{ cm}^3/\text{m}^3$, $M_{\text{C}_5^+} = 170.1$, $p_d = 49.1 \text{ MPa}$; ⑩计算初始条件: $p_i = 25 \text{ MPa}$, $T_f = 393 \text{ K}$, $S_g = 0.44$, $S_k = 0.44$, $S_b = 0.12$ 。

体系属近临界态, 原始地层压力与上露点压力只差 0.1 MPa, 稍降压就有 65% 凝析油析出。

2) 方案设计

①方案 I (衰竭开发方案), 也是基础方案

衰竭开发方案到废弃地层压力 9.9 MPa, 年采气量为现行储量(计算时刻)的 5%, 4 口生产井(8、122、84、129 号)平均每口井日产量为 $1.65 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

②方案 II

注水开发, 保持地层压力在 25 MPa 水平, 采气量等于注水量(地层体积), 计算到全部气井水淹(所在网格节点上含水饱和度为 0.525)。

③方案 III

井位、井数目同方案 II, 投产时间也相同; 先把地层压力提到 35 MPa, 为提高压力, 注水地层体积与采出流体体积之比为 2.5 : 1, 达到 35 MPa 后, 在此压力下以 1 : 1 比例注水采气。

④方案 IV

在地层压力未恢复到 35 MPa 前不采气、油, 当达到 35 MPa 后, 保持此水平, 以 1 : 1 注入、采出地层体积比来水驱油、气。

⑤方案 V (三次采凝析油方案)

生产井依次水淹后不关井, 仍以 $75 \text{ m}^3/\text{d}$ 产水量生产, 当最后 1 口井水淹后, 不注水, 所有水淹井排水采气到废弃地层压力为 9.9 MPa。

3) 计算结果

计算结果见表 2。其结论是: 凝析油采收率比衰竭开发大有提高, 但干气采收率有所降低, 如果采用三次采油、气方案, 可使凝析油采收率有大幅度提高, 干气采收率也可与衰竭开发持平。

3. 气水交替开发凝析气藏

俄、美学者的相关实验都证明气水交替驱替可大幅度提高层状凝析气藏凝析油采收率^[5], 提高范围从 28% 到 54% 不等, 甚至比连续注气还好。问题是同时添置注水和注气设施投资大, 若在注水设施完善的油区内的凝析气藏(如大港), 无疑可作为优先试验的方案。

表2 不同方案计算结果表

方 案		I	II	III	IV	V
设计开发年限(a)		18	21	23	20	23
有盈利年限(a)		18	21	23	20	—
气体采收率 (%)	15 a 内	46.9	44.0	30.1	29.4	41.4
	全程	53.0	48.4	34.2	34.1	43.9
凝析油采收率 (%)	15 a 内	6.10	25.30	19.29	17.80	18.48
	全程	6.70	32.90	30.40	37.70	40.60
其他情况	1)地层压力从 25 MPa 降到 9.9 MPa		采水 $18.5 \times 10^4 \text{ m}^3$	采水 $8.87 \times 10^4 \text{ m}^3$	采水 $6.18 \times 10^4 \text{ m}^3$	
	2)气产量从 $1.65 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 降低到 $7\,000 \text{ m}^3/\text{d}$ 油产量从 5 t/d 降到 1.1 t/d		注水 $141.1 \times 10^4 \text{ m}^3$	注水 $152.0 \times 10^4 \text{ m}^3$	注水 $149.9 \times 10^4 \text{ m}^3$	

参 考 文 献

- [1] Р. М. ТӨР-САРКИСОВ. Разработка месторождений природных газов. Москва [J] ДРА, 1999.
- [2] 李士伦. 气田开发方案设计——“十五”国家教材 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2006.
- [3] 李士伦. 气田与凝析气田开发 [M]. 北京: 石油工业出版

社, 2004.

- [4] 汪周华, 吐依洪江, 郭平, 等. 凝析气藏水驱机理研究 [J]. 西南石油学院学报, 2006, 28(6): 36-39.
- [5] 周蔚云. 国外凝析挥发油藏的开发 [M]. 北京: 石油工业出版社, 1996.

(收稿日期 2008-08-14 编辑 韩晓渝)