

天然气开发

华北油田兴9凝析气藏开发特征及技术对策

詹美萍, 吴郁, 王月辉, 王海英, 苏维强, 何洋

(中国石油华北油田分公司第四采油厂, 河北廊坊 065000)

摘要:位于大兴断层下降盘的兴9砾岩体气藏属构造—岩性双重控制的凝析气藏, 边底水不活跃, 属弹性气驱的气藏。气藏高含凝析油, 最大反凝析液量高, 储层非均质性强。开发特征表现出定容封闭气藏开发特点。针对兴9凝析气藏特征, 就开发方式、井距、合理的气井产量及工艺技术等方面提出了适合该气藏的开发方案。通过4种计算井距方法的对比, 采用800m井距的不规则三角形井网, 采用单点测试与矿场实际生产分析, 结合气井最小携液气量计算结果, 确定气井的合理产气量, 合理控制气井的生产压差, 提高凝析油采收率。针对气藏开发过程中出现的问题, 提出了相应的对策; 并对气藏开发中的一些新工艺、新技术进行摸索。积极探索、创新“负压开孔”试气工艺以及连续气举、“以高带低”排水采气工艺。为同类气藏的合理高效开发提供经验。

关键词:凝析气藏; 大兴砾岩体; 开发特征; 廊固凹陷

中图分类号: TE344 **文献标志码:** A **文章编号:** 1672-1926(2013)05-1022-05

引用格式: Zhan Meiping, Wu Yu, Wang Yuehui, *et al.* Study on the development characteristics and technology strategies for the Xing 9 condensate gas reservoir[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2013, 24(5): 1022-1026. [詹美萍, 吴郁, 王月辉, 等. 华北油田兴9凝析气藏开发特征及技术对策[J]. *天然气地球科学*, 2013, 24(5): 1022-1026.]

0 引言

大兴砾岩体位于渤海湾盆地冀中拗陷廊固凹陷西部的固安—旧州构造带, 为古近系沙三段水下扇群体^[1], 受构造反转作用, 形成了砾岩上倾尖灭油气藏。储层砾岩成分以灰岩为主, 次为白云岩及燧石, 砾岩储集空间为裂缝孔洞型。储层主要表现为低渗透特点。属构造—岩性双重控制的凝析气藏, 边底水不活跃, 凝析油含量高。

1996年投入开发, 目前生产的探井、开发井共9口, 日产气 $56 \times 10^4 \text{ m}^3$, 日产油 134t。随着气藏的开发, 暴露出一些地层压力下降快, 反凝析液量高的问题, 本文通过对气藏地质及开发特征的不断深化, 现场经验的摸索, 形成了一套适合华北油田低渗透凝析气藏开发的配套技术。

1 兴9凝析气藏开发特征

1.1 地层水不活跃, 气藏反映封闭气藏开采特征

除低部位的兴9-7井、兴9-11井产地层水(且产水量呈逐渐下降趋势)外, 其他井均不产地层水; 经过8a持续开发, 兴9气藏砾岩体开发特征表现出定容封闭气藏开发特点, 即兴9气藏的开发过程满足定容封闭气藏压降规律。从兴9井、兴9-1井、兴9-3井、兴9-6井、兴9-7井静压随时间变化情况可看出, 除兴9-3井外, 其他井表现为各井静压无论投产先后随时间基本呈同步下降, 表明气储层连通好, 为统一压力系统(图1)。气藏累积产气量与地层压力呈较好的线性关系, 表现为封闭气藏的开采特征。

1.2 气藏高含凝析油, 最大反凝析液量高

由地质、地层测试资料, 地面流体分析资料判断

兴9砾岩体气藏类型属构造—岩性双重控制的块状高含凝析油的凝析气藏,根据兴9井PVT资料^①,原始凝析油含量为464g/m³,依据兴9-1井初期试采资料折算凝析油含量为526g/m³,2009年5月该气藏第I套砾岩体地层压力为23.89MPa时,采用产量折算法计算凝析油含量为428g/m³。据石油工业行业标准SY/T 6168~1995,按上述分级标准,兴9砾岩体气藏应属于凝析油含量高的凝析气藏。

凝析气藏的开发是气藏开发中最复杂的类型之一,在气藏衰竭式开发过程中,随着地层压力的下降,流体中一部分重质组分反凝析为液态凝析油,凝析油析出后一方面加速了气藏压力的下降,另一方面会堵塞喉道,降低气体的有效渗透率,使气井产能降低,最终导致凝析油的采收率降低。气藏开发过程中合理控制生产压差,提高凝析油的采收率很重要。兴9井地层流体相态实验表明,兴9气藏反凝

析现象严重,最大反凝析液量占孔隙体积的13.97%,反凝析液的体积曲线高压部分较陡、低压部分较平缓,最大反凝析压力为19.6MPa。由于取样过程中气体的挥发,井流物凝析油含量的实际值大于实验值。兴9气藏的原始地层压力为42.39MPa,露点压力为41MPa。在兴9气藏开发初期,地层压力高于露点压力,此时地层没有反凝析现象,气井产量稳定。此阶段保证采气量高于最小携液量情况下,采用较小生产压差,避免井底流压迅速下降至露点压力以下,产生反凝析。目前地层压力降到29.4MPa时,反凝析液量已达高峰值的90%,实际生产过程中既要考虑低部位井出水,又要考虑稳产,提高凝析油的采收率,采取变压差的生产方式,通过角阀控制,大压差下生产一段时间,目的是解除近井地带的凝析油堵塞,再缩小压差。提高气井产能,保证气井稳产^[2-3]。

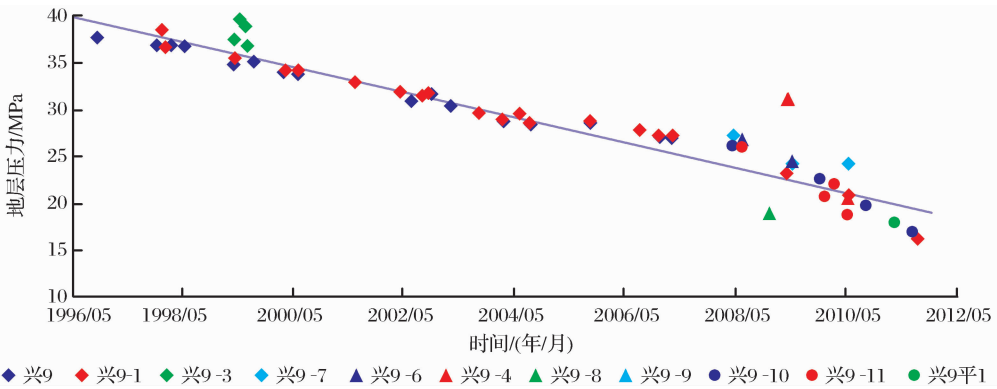


图1 兴9气藏地层压力

Figure 1 Formation pressures of Xing 9 gas reservoir

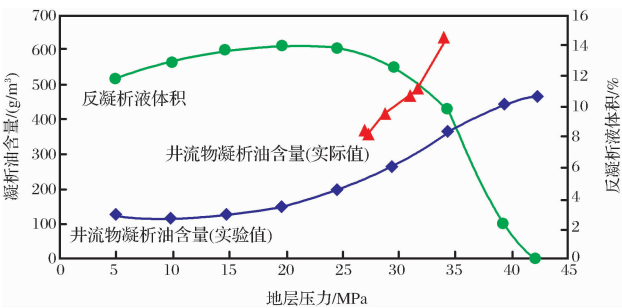


图2 兴9井地层流体相态实验曲线
Figure 2 Formation fluid phase state experimental curve of Xing 9 well

2 兴9凝析气藏开发技术对策

气藏开发首先考虑的是气藏的储量多大,其中包括地质静态储量、动态地质储量及可采储量;其次

是考虑产能规模多大;最后确定在经济效益的前提下气藏的开发对策。

对于边底水不活跃,属弹性气驱的气藏,视为纯体积衰竭,衰竭过程中烃体积不变, p/Z 和累积产气量 G_p 之间可表示成线性关系,在 G_p 轴上的截距等于该气藏原始储量。该气藏底水不活跃,地层总压降为21.28MPa,采用压降法对储量进行了计算(图3)。

气藏储层非均质性严重及东部和西部无井控制,因此目前计算的动态储量仅是压力波及到的井控储量,不是最终的地质储量。

2.1 开发方式

该气藏为一高含凝析油的凝析气藏,1996年上报凝析油的地质储量为 21.6×10^4 t,获工业油气流

① 王莉. 华北油田天然气开发对策研究. 华北油田勘探开发研究院. 内部资料, 2004.

的兴9并于1996年5月试采,考虑凝析油储量规模小,采用了衰竭式开采方式。从目前情况看,为提高凝析油的采收率,可考虑循环注气开发,但考虑该气藏井深、目的层埋深在3750~4500m之间,储层非均质性严重,横向分布不稳定,投资高等原因,选择衰竭式开采方式。下一步应加强地质资料的录取,对循环注气开发进行可行性论证。

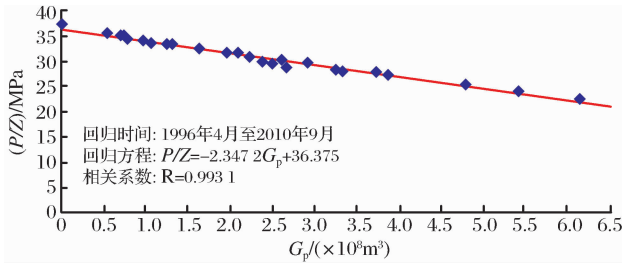


图3 兴9气藏压降法计算动态储量

Figure 3 Dynamic reserves of Xing 9 Gas Reservoir calculated by pressure-drop method

2.2 井距

开发井距的确定应根据气藏地质、储层参数分布特征,使单井能控制足够的储量,保证井具有一定的生产能力、应有的控制面积、一定的供气能力和经济效益。采用经济极限法、合理井网密度法、定单井产能法、储量丰度法计算了其经济井距和技术合理井距,对比结果见表1。兴9气藏储层物性主要表现为低渗透特点,采用低渗区的计算公式计算其井距^[4-5]。

由以上计算结果可以看出,采用经济评价法计算的经济极限井距在350~390m之间,都小于采用其他方法得到的合理井距,从经济的角度看只要井距不小于经济评价方法得到的井距都是有一定经济效益的。经济极限合理井网密度法、定单井产能法、储量丰度法计算的合理井距在578~935m之间,可见该气藏目前顶部井网的井距在500~600m之间、中部位井网的井距在700~800m之间是合理的。考虑部署井区域主要位于构造的中部位,井距在800m左右较为合理。兴9气藏采用不规则的三角形井网系统,部署井区域井距800m左右比较合理。

2.3 气井的合理产气量

兴9气藏凝析油含量高,且目前气藏的地层压力正处于高反凝析液区域,合理控制气井的生产压差,有利于提高凝析油采收率。采用单点测试与矿场实际生产分析,并结合气井最小携液气量计算结果,确定了气井的合理产气量。

2.3.1 单点测试与矿场实际生产分析

依据气井单点测试资料,计算兴9井一点法无阻流量为 $(6.3\sim 5.3)\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,兴9-1井一点法无阻流量为 $(664.5\sim 183.9)\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$,兴9-7井一点法无阻流量为 $(33.5\sim 33.3)\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。一般单井合理产量取无阻流量的15%~20%,但对于物性较好、无阻流量大于 $100\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 的气井,要根据气井实际生产情况,以不发生井筒积液为前提来确定气井的合理产量。以此确定的兴9井、兴9-1井、兴9-7井日产气能力分别为 $1.5\times 10^4\text{m}^3$ 、 $5.0\times 10^4\text{m}^3$ 和 $5.0\times 10^4\text{m}^3$ (表2)。

生产情况表明,当兴9-1井日产气为 $4\times 10^4\text{m}^3$ 、兴9井日产气在 $(3\sim 3.5)\times 10^4\text{m}^3$ 之间时,凝析油含量保持相对稳定(图4)。

2.3.2 气井最小携液气量计算

采用杨继盛^[6]计算气井最小携液气量的公式,计算气井最小携液气量。

$$Q_{SC} = 2.5 \times 10^4 \frac{V_g P_{wf} A}{ZT}$$

其中: $V_g = 5.5 \left[\frac{\sigma(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g} \right]^{0.25}$

$$\rho_g = 3.4844 \times 10^3 \frac{\gamma_g P_{wf}}{ZT}$$

$$A = \frac{\pi D^2}{4}$$

式中: Q_{SC} 为卸载流速度与所下油管截面积的乘积换算到标准状况下的流量, $\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$; V_g 为卸载流速度,是能将气流中的液滴携带到井口的流速, m/s ; ρ_g 为气体密度, kg/m^3 ; γ_g 为天然气相对密度; ρ_L 为井内液体密度, kg/m^3 ; σ 为气、液界面张力, N/m ,对于凝析油,可取 0.02N/m ; A 为油管截面积, m^2 ; D

表1 兴9气藏井距计算对比

Table 1 Comparisons of Xing 9 gas reservoir well spacing with different methods

方法1	方法2	方法3	方法4
经济极限法	经济极限合理井网密度法	定单井产能法	储量丰度法
井距/m	井距/m	井距/m	井距/m
390	920	935	I套、II套储量丰度分别为 $6.12\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 、
374	791	879	$4.78\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$ 、 $3.47\times 10^8\text{m}^3/\text{km}^2$,
355	678	819	计算井距在578~768m之间

表2 兴9气藏气井一点法试井无阻流量计算

Table 2 Open flow capacity of Xing 9 gas reservoir by single-point well test

井号	射孔井段/m	生产日期(年/月)	日产量			压力/MPa				总日产气量/($\times 10^4 \text{m}^3$)	一点法无阻流量/($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)	气井产能/($\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$)
			油/t	气/($\times 10^4 \text{m}^3$)	水/ m^3	套压	油压	静压	流压			
兴9	3 889.2~ 4 006.89	1998/09	23.4	4.4		15.2	13.2	36.41	22.44	4.8	6.3	1.5
		2007/03	15.2	3.0	0.2	13.0	11.0	26.88	19.28	3.3	5.0	
		2009/06	13.9	3.2	0.3	11.2	9.0	23.41	16.95	3.4	5.3	
兴9-1	3 790.46~ 4 031.34	2000/03	27.1	3.8		21.5	21.1	34.23	34.20	4.3	664.5	5.0
		2006/12	15	4.8	0.3	18.0	17.5	27.09	26.99	5.1	183.9	
兴9-7	4 006.4~ 4 184.9	2008/04	25.2	7.0	30.3 (非同层水)	13.9	11.4	27.2	25.91	7.4	33.5	5.0
		2009/05	14.4	5.3	33.0 (非同层水)	12.1	10.0	24.3	23.50	5.5	33.3	

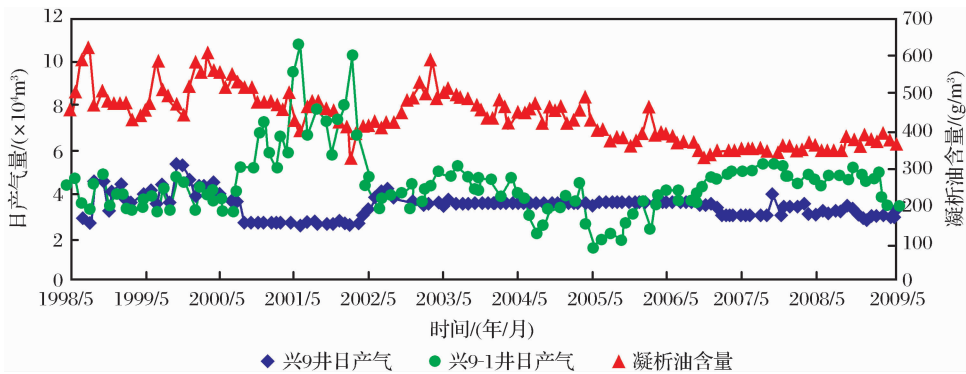


图4 兴9井、兴9-1井产气量、凝析油含量随时间变化

Figure 4 Gas production and condensate content changes of Xing 9 and Xing 9-1 wells

为油管内径, m; P_{wi} 为井底流压, MPa; Z 为井底条件下的偏差因子; T 为井底温度, K。

采用 $2 \frac{1}{2}$ " 油管生产, $D = 0.0635 \text{m}$, $\gamma_g = 0.6977$, $T = 126 + 273.16 = 399.16 \text{K}$ 。对于凝析油: $\rho_l = 721 \text{kg/m}^3$ 、气水界面张力 $\sigma = 0.02 \text{N/m}$; 对于地层水: $\rho_w = 1074 \text{kg/m}^3$ 、气水界面张力 $\sigma = 0.06 \text{N/m}$ 。

兴9井投产初期井底流压为23MPa左右,新钻井在投产的2008—2009年间井底流压在20~16.5MPa之间,2011年8月井底流压为8.8MPa左右,计算兴9井最小携油气量为 $(4.0 \sim 2.6) \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。测压资料表明,同一时间段兴9-1井与大部分新钻井的流压相接近,因此该井的最小携油气量也代表大部分新钻井计算值。兴9-1井投产初期井底流压为36MPa左右,新钻井投产的2008年井底流压为26~23MPa,2011年8月井底流压为16MPa左右,计算兴9-1井最小携油气量为 $(4.7 \sim 3.5) \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。兴9-7带水气井投产初期井底流压为26MPa左右,2011年6月为17MPa左右,计算该井最小携液气量在 $(6.3 \sim 5.3) \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 之间。

根据以上计算结果及目前气井生产资料综合分析,目前正常生产的9口井合理产量按以下4种情况划分:①兴9井合理日产气量为目前的 $2.0 \times 10^4 \text{m}^3$ 左右;②兴9-1、兴9-2等无水井(6口)合理的单井日产气量在 $4.7 \times 10^4 \text{m}^3$ 左右;③兴9-7、兴9-11等带水气井合理的日产气量分别为 $5.4 \times 10^4 \text{m}^3$ 、 $2.5 \times 10^4 \text{m}^3$ 左右;④气源井兴9-6井由于井口压力低,导致兴9-11井无法气举而停喷。

2.4 积极探索、创新“负压开孔”试气工艺

兴9砾岩体气藏作为廊固凹陷天然气主产区,经历10多年开采,地层压力下降较快,地层能量严重不足,对新钻井如何进行诱喷、试气成为该气藏开发的一个难题。兴9-2、兴9-6、兴9-8、兴9-4、兴9-9等井用“负压开孔诱喷”工艺,充分利用地层能量以最大生产压差将地层流体自喷到地面。“负压开孔诱喷”试气工艺在该地区低压天然气井首次应用获得成功。与常规试气比有以下优点:成本低、速度快、安全可靠,符合天然气井不许抽汲诱喷的井控要求。

2.5 连续气举、“以高带低”排水采气工艺

兴9砾岩体气藏的兴9-11井位于气藏低部位,

生产井段大部分位于气水界面以下,试油出水无法自喷。通过分析计算,将临井不出水的高压井兴9-6井作为气源井进行反举,2010年3月成功投产,自从生产时,扣除注气量后该井日产气 $3.3 \times 10^4 \text{ m}^3$,日产凝析油2.8t,日产水21.1 m^3 ,累积产气1638 $\times 10^4 \text{ m}^3$,累积产油2436t。取得了良好的经济效益。

3 结论

(1)兴9气藏目前地层压力正处于高反凝析液区域,实际生产过程中通过角阀控制采取变压差的生产方式。合理控制气井的生产压差,有利于提高凝析油采收率。

(2)气井产量要按照最合理的携液气量和实际生产分析综合确定。使气藏压力平稳下降,尽可能的延长单井的无水开采时间。目前根据生产资料综合分析,将正常生产的9口井合理产量划分为4类。从实际情况看,携液量合理,且气井产量也较稳定。

(3)连续气举,“以高带低”排水采气工艺及负压开孔试气工艺对兴9低孔低渗气藏具有提高气井产能的作用。

(4)衰竭式开采对凝析油损失较大,但投资小、见效快。衰竭式开采后期因气藏压力低,单井会逐渐停喷。可根据实际情况选择循环注气这种经济的开采模式。向地层回注干气,保持压力,能够提高凝析油的采收率。

(5)本文对气井携液量只是应用理论公式结合实际生产摸索所得,缺乏一定的理论支持,下一步将应用多相流理论对气井的携液量进行深入研究。为

兴9气藏的稳定生产提供重要的理论支撑。

参考文献(References):

- [1] Zhu Qingzhong, Li Chunhua, Yang Heyi. The origin and hydrocarbon accumulation of Daxing conglomerate body in Langgu Sag[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003, 30(4): 34-36. [朱庆忠, 李春华, 杨和义. 廊周凹陷大兴砾岩体成因与油气成藏[J]. 石油勘探与开发, 2003, 30(4): 34-36.]
- [2] Li Qian, Li Xiangfang, Li Yanjing, et al. Research of reasonable producing pressure drop of gas condensate reservoir on different period[J]. Journal of Southwest Petroleum University: Science & Technology Edition, 2012, 34(1): 121-126. [李茜, 李相方, 李艳静. 凝析气藏不同开发阶段的合理生产压差探讨[J]. 西南石油大学学报: 自然科学版, 2012, 34(1): 121-126.]
- [3] He Shumei, Xiong Yu, Yang Liping, et al. Fluid phase state reconstruction for complex block gas condensate reservoir with oil ring[J]. Natural Gas Geosciences, 2012, 23(1): 186-189. [何书梅, 熊钰, 杨丽萍, 等. 复杂断块油环凝析气藏流体相态重构[J]. 天然气地球科学, 2012, 23(1): 186-189.]
- [4] Gong Changli, Yang Shuhe, Wang Zhe, et al. Development program for complicated fault block gas condensate reservoirs in Dagang offshore area[J]. Natural Gas Geosciences, 2008, 19(3): 410-413. [宫长利, 杨树合, 王哲, 等. 大港滩海复杂断块凝析气藏开发方案研究[J]. 天然气地球科学, 2008, 19(3): 410-413.]
- [5] Tang Yulin, Tang Guangping. A discussing on the reasonable well-pattern spacing of carboniferous reservoirs in east Sichuan[J]. Natural Gas Industry, 2002(5): 57-60. [唐玉林, 唐光平. 川东石炭系气藏合理井网密度的探讨[J]. 天然气工业, 2002(5): 57-60.]
- [6] Yang Jisheng. Gas Recovery Technologies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1992: 72-76. [杨继盛. 采气工艺基础[M]. 北京: 石油工业出版社, 1992: 72-76.]

Study on the Development Characteristics and Technology Strategies for the Xing 9 Condensate Gas Reservoir

ZHAN Mei-ping, WU Yu, WANG Yue-hui, WANG Hai-ying, SU Wei-qiang, HE Yang
(The Fourth Exploitation Factory of PetroChina Huabei Oilfield Company, Langfang 065000, China)

Abstract: Located at the bottom wall of Daxing fault, Xing 9 condensate gas reservoir is gas-condensate reservoir with litho-structural characteristic, whose edge and bottom water are not active. It is the elastic-soluble gas-driven gas reservoir with high content of condensate and maximum retrograde condensed liquid. Its development is characterized by that of a closed constant-volume gas reservoir. This paper provides a suitable program including operation methods, well spacing, reasonable well production and technology adopted based on the reservoir characteristics. Four well-spacing methods are compared, and the anomalous triangular well pattern of 800m is adopted. Combined with minimum liquid-carrying capability of the gas, reasonable gas output per well is determined to control pressure difference reasonably and enhance condensate oil recovery by adopting the single-point test and analyzing the field production. This study proposes some strategies for the problems of the gas reservoir and seeks for some novel technologies, such as gas testing technology with perforating under negative pressure and discharge water with continuous high-pressure-promoting. All of the methods are applied to Xing 9 gas reservoir successfully, which provides references for efficient and rational development of similar reservoirs.

Key words: Gas-condensate reservoir; Daxing conglomerate; Development characteristics; Langgu Sag