

塔河油田九区碳酸盐岩 缝洞型凝析气藏开发技术探讨

张 伟

(中国石化 西北油田分公司 采油一厂, 新疆 轮台 841600)

摘要:塔河油田九区奥陶系为碳酸盐岩缝洞型凝析气藏,它具有较强的非均质性,多相流体渗流机理不符合达西渗流规律,气井具有“高压、高含蜡、高含 H₂S、高凝固点”四高的特点,当前缺少成熟的开发理论和技术。经过近两年的探索实践,通过无阻流量法、二项式产能切线法、气井差异对比法等多方法结合,确定了缝洞型凝析气藏气井合理采气量,提出适合进行降压开采的开发政策;针对“四高”问题形成了优化流速、改进高压机械清蜡工艺、段塞式正注 3 种防堵技术,改善了缝洞型凝析气藏的开发效果。

关键词:碳酸盐岩;缝洞型凝析气藏;合理采气量;工艺配套技术;降压开发

中图分类号:TE344

文献标识码:A

Exploration technology for fractured-vuggy condensate gas reservoirs in block 9 of the Tahe Oil Field

Zhang Wei

(No.1 Oil Production Plant, SINOPEC Northwest Company, Luntai, Xinjiang 841600, China)

Abstract: The Ordovician fractured-vuggy condensate gas reservoirs in block 9 of the Tahe Oil Field are characterized by complex reservoir geology and complicated seepage flow law of multi-phase fluid through porous media. The gas wells have high pressure, high paraffin content, high H₂S content and high setting points. Currently, there are few mature exploration experiences and techniques for reference. After two years' practice, several methods such as open-flow potential, binomial production equation as well as divergences comparison between gas wells are used comprehensively. The reasonable gas production rate per well in fractured-vuggy condensate gas reservoirs was determined and a depressurizing development strategy was established. Meanwhile, three anti-blocking technologies involving fluid velocity optimizing, modified paraffin removal mechanical technology under high pressure and positive injection of fluid slugs were proposed. Thus, the development effect on fractured-vuggy condensate gas reservoirs has been successfully improved.

Key words: carbonate rock; fractured-vuggy condensate gas reservoir; reasonable gas production rate; matched exploration technologies; depressurizing development

1 气藏特征

中石化西北油田分公司九区奥陶系凝析气藏为缝洞型带底油的凝析气藏,天然气储量 104.86×10⁸ m³,凝析油储量 152.48×10⁴ t。该气藏天然能量强,储集体以裂缝—孔洞型为主,局部发育溶洞型储集体;从岩心资料和成像测井资料显示九区奥陶系凝析气藏普遍发育高角度垂向裂缝;九区奥陶系油气储层厚度平均 160 m,顶部储集体为凝析气藏特征,距 T₁ 80 m 以下中深部储集体表现为底油特征。

九区奥陶系凝析气藏地质特征复杂,储集体有裂缝、孔洞、溶洞,储层非均质性强,并且储层中为气、油、水的多相流体,渗流机理复杂。针对这类凝析气藏,目前对气井合理产气量暂无成熟的经验方法可以借鉴。

九区奥陶系凝析气藏流体具有“高压、高含蜡、高含 H₂S、高凝固点”四高的特点。井口平均油压在 30 MPa 以上,气井平均含蜡量高达 17%,最高含蜡量达到 50%,气井平均硫化氢含量高达 300 mg/m³,流体平均凝固点高达 25 ℃,最高凝固点达到 50 ℃,“四高”制约此类气藏的高效开发。

2 缝洞单井合理气量确定方法

根据文献调研,确定单井合理气量的方法很多,但是针对此类缝洞型凝析气藏缺少成熟的方法。结合九区奥陶系凝析气藏地质特征、生产动态特征,形成了无阻流量法^[1]、二项式产能切点法^[2]、气井差异对比法等多方法相结合确定缝洞型凝析气藏合理气量的方法。

2.1 无阻流量法

气井无阻流量反映气井储集体的产气能力,在一定程度上也能够反映储集体规模大小。无阻流量大的气井,储集体产气能力大,储集体规模相对较大,在生产过程中合理产气量也相应较大。按照现场经验对于缝洞型凝析气藏,合理采气量为无阻流量的 1/30。

无阻流量法通过一点法计算出不同气井的无阻流量。由气井产能试井理论可知,气井的稳定产能方程为:

$$\bar{p}_R^2 - p_{wf}^2 = Aq_g + Bq_g^2 \quad (1)$$

$$A = \frac{84.84 T p_{sc} \bar{\mu}_g \bar{z}}{kh T_{sc}} \left[\lg \frac{0.472 r_e}{r_w} + 0.434 s \right] \quad (2)$$

$$B = \frac{36.91 T p_{sc} \bar{\mu}_g \bar{z}}{kh T_{sc}} \cdot D \quad (3)$$

气井绝对无阻流量为:

$$q_{AOF} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_R^2 - 0.101^2)}}{2B} \quad (4)$$

式(4)经变换后得:

$$q_{AOF} = \frac{2(p_R^2 - 0.101^2)}{\sqrt{A^2 + 4B(p_R^2 - 0.101^2)} + A} \quad (5)$$

式中: p_R 为平均地层压力; p_{wf} 为井底流动压力; q_g 为气井产量; T 为气层温度; k 为地层渗透率; h 为地层厚度; p_{sc} 为标准状态压力, $p_{sc} = 0.101325$ MPa; T_{sc} 为标准状态温度, $T_{sc} = 293.15$ K; $\bar{\mu}_g$ 为气体黏度; \bar{z} 为气体偏差系数; D 为紊流系数; r_w 、 r_e 为井眼半径、外边界距离; s 为表皮系数,表示在钻、完井过程中对近井地带的伤害程度,是流体通过近井地带附加的阻力。

通过气井无阻流量法得出九区奥陶系合理产能结果如表 1 所示:

由于九区奥陶系缝洞型凝析气藏气层埋藏深且储层非均质性强,测试过程中压力不稳定以及气

表 1 九区奥陶系无阻流量法确定合理产能

Table 1 Reasonable gas production calculated by open-flow potential in block 9, the Tahe Oil Field

井号	无阻流量/ (10^4 m^3)	确定合理产能/ (10^4 m^3)
TK915	331	11.2
TK915-3	197.5	6.6
TK915-4	82.5	2.8
DK25	185	6.2
DK25-3	83	2.8

层有效厚度、渗透率以及外边界距离等地层参数优选差异,导致单井无阻流量差异较大,确定的合理产量不精准,但是通过无阻流量法确定的合理气量相对大小能够反映出储集体的规模大小。

2.2 二项式产能曲线切点法

二项式产能曲线切点法主要通过气井系统试井,求取多点工作制度下生产参数,利用一点法计算出来的无阻流量,再结合二项式产能方程,绘制出测试层段的二项式产能曲线。一般情况下,气井的合理配产应该保证气体不出现湍流,即在二项式产能曲线上沿早期达西渗流直线段向外延伸区域,直线与二项式产能曲线切点所对应的产量即为气井的合理产量,合理产量所对应的压差即为合理生产压差。

产能曲线求得二项式产能方程:

$$p_R^2 - p_{wf}^2 = 2.5849q + 0.0266q^2 \quad (6)$$

根据二项式产能曲线切点法,TK915 井合理产能为 $8 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (图 1),TK916 井合理差能为 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ (图 2),九区奥陶系缝洞型凝析气藏气井的合理产能为 $(5 \sim 8) \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

通过二项式产能切点法计算出的单个气井合理产能由于求取了多点工作制度下生产参数,相对于无阻流量法更能反映出气井真实情况,相对比较

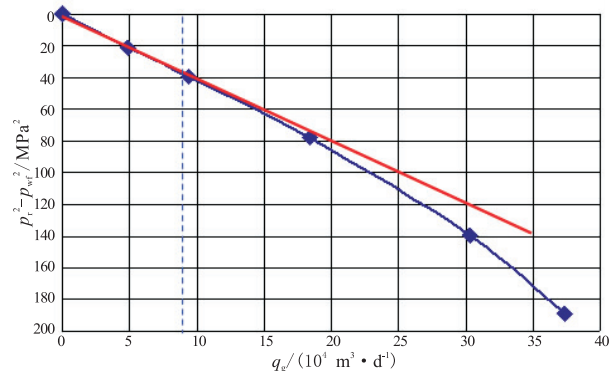


图 1 TK915 二项式产能曲线

Fig.1 Production curves of well TK915

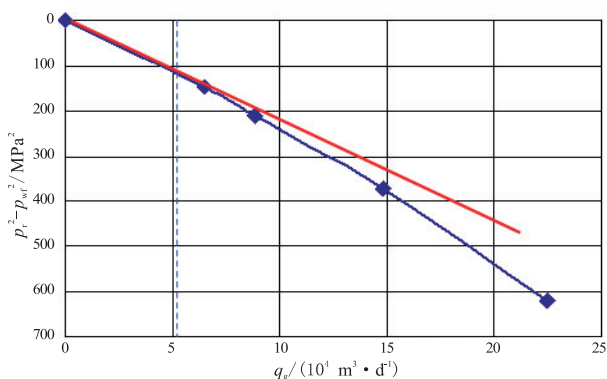


图 2 TK916 二项式产能曲线

Fig.2 Production curves of well TK916

精准,但是在现场实际应用过程中由于受到井况、成本影响,并不是每一口气井都进行系统测试,二项式产能切点法仍具有一定的区域局限性。

2.3 气井差异对比法

以二项式产能切点法确定的合理产气量为基础,结合气井的构造位置高低、产层位置特征以及生产动态特征,引入了“气井差异对比法”来确定缝洞型凝析气藏气井的合理产气量。九区奥陶系主体区主控断裂带无阻流量 $186 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,合理产能为 $6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$;次级断裂带相对主体区储层发育程度较差,构造位置较低,次级断裂带无阻流量为 $152 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$,合理产能为 $5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

主体区以 $6 \times 10^4 \text{ m}^3$ 为基础,次级断裂带以 $5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 为基础,综合气井构造位置、产层位置、产出性质、油压变化等动态特征建立气井合理气量评价标准表,共 5 大类 9 小类(表 2)。

“气井差异对比法”通过将无阻流量法和二项式产能曲线切点法的优点结合起来,并考虑气井本身的地质特征、生产动态特征,更能反映气井的真实情况,确定的无阻流量也更加的精确,在现场得

表 2 九区奥陶系凝析气藏合理气量评价

Table 2 Reasonable gas production in condensate gas reservoirs in block 9, the Tahe Oil Field

评价因素				合理产能	
构造位置	产层位置	是否出底油	压力是否稳定	液量/t	气量/ 10^4 m^3
高构造	高	否	是		≤ 8
			否		≤ 6
高构造	低	否	是		≤ 6
			否		≤ 5
高构造	高	是	是	≤ 25	≤ 6
			否	≤ 20	≤ 5
低构造	高	否	是		≤ 6
			否		≤ 5
低构造	低		是	≤ 25	≤ 5
			否	≤ 20	≤ 4

到了广泛的推广应用。

3 改进技术提高气藏开发效率

九区奥陶系凝析气藏流体具有“四高”特点,其中“含蜡量高”的问题尤为突出,制约着区块的高效开发。按照行业标准,含蜡量高于 6% 定义为高含蜡,九区奥陶系平均含蜡量 17%,TK915-8X 含蜡量高达 47.8%,九区奥陶系气井定义为特高含蜡井。当前常规的清蜡方式有机械刮管清蜡、热洗法以及环空化学剂法。但是由于受到高压、高含 H_2S 、高凝固点的影响,常规的机械刮管清蜡法并控风险高,并且为考虑生产安全,生产管柱均带套管封隔器,常规的热洗法及环空加化学剂法也不适用。通过现场实践认识,针对“四高”难题形成了 3 套配套防堵技术。

3.1 优化流速法防堵技术

通过文献调研发现蜡沉积的速度与井筒内流体的流速具有一定线性关系^[3](图 3)。当井筒流速低于 1.2 ft/s 时,井筒流速越快,流体横向分散力起主导作用,蜡沉积越快;当井筒流速大于 1.2 ft/s 时,随着流速增加,流体剪切力起主导作用,蜡沉积越慢;当筒内流速在 1.0~1.5 ft/s 时油井结蜡速度处于峰值。因此可以通过调整油井工作制度来控制井筒内流速的大小,使井筒内的流速避开流体结蜡峰值流速,从而达到减少油井内壁结蜡的目的,但该技术前提是必须满足油藏的开发需求,若不满足,则需通过其他方式来防止蜡堵。

以 TK915-2 井为例,当它以 4 mm 油嘴生产时,计算出该井井筒内平均流速为 1.1 ft/s,优化流体流速,将该井油嘴由 4 mm 调至 6 mm 生产,通过上述流速计算方法,调整后该井平均流速为 1.67 ft/s,提高了井筒内流速,加强了流体携带能力,减

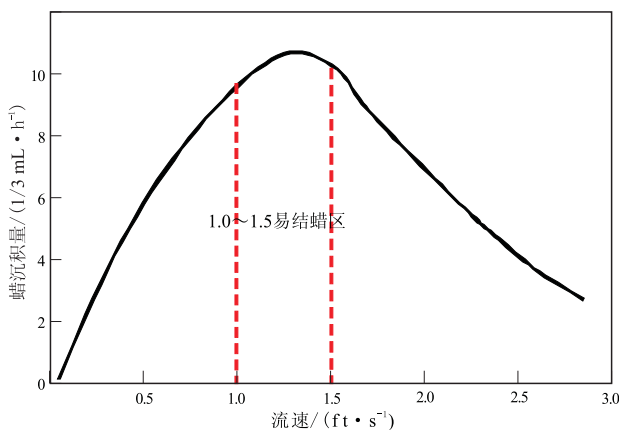


图 3 蜡沉积速度与流速关系

Fig.3 Paraffin deposition rate vs. flow rate

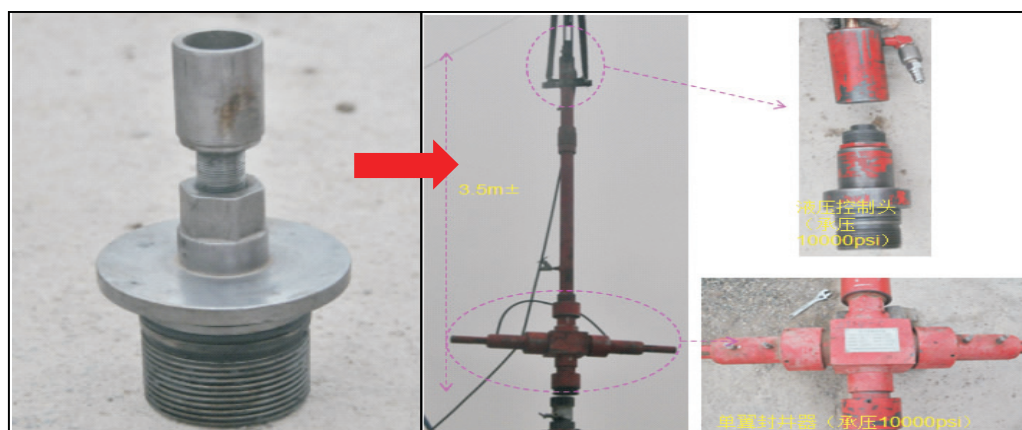


图 4 机械清蜡普通防喷装置与改进后的防喷装置

Fig.4 Normal and improved blowout plugs for mechanical paraffin removal

缓蜡晶堆积,同时将井筒内非管壁上的相对较大的蜡块带出井筒,起到清理井筒防蜡堵作用,成功预防了该井井筒蜡堵问题。

3.2 改造高压机械清蜡工艺的防堵技术

常规机械清蜡工艺防喷头是通过胶皮密封圈装置进行防喷的,密封承压为 35 MPa,而九区奥陶系凝析气藏平均井口压力高达 30 MPa,最高压力达到 45 MPa,常规机械清蜡防喷装置承压级别不能满足井控要求。通过改进机械清蜡防喷装置,将防喷装置采用液压式控制头防喷,液压控制头静密封在 70 MPa,动密封在 35 MPa 以上,满足了高压机械清蜡井控要求(图 4)。

在现场清蜡作业过程中发现井筒刮下的蜡质很容易在清蜡筒顶部堆积,致使清蜡筒在井筒内遇阻或遇卡,易造成井筒事故。通过改进清蜡筒结构(图 5),在清蜡筒顶部切割出一个 3~5 mm 的切口,并且将台阶面改为斜坡面,增加了清蜡筒的过流体积,让附着在井筒的蜡随着流体更容易通过清蜡筒,减少蜡质堆积现象,从而达到清蜡的目的。

3.3 段塞式正注防堵技术

现场机械清蜡情况统计表明,气井结蜡点为



图 5 改进前后的清蜡筒

Fig.5 Normal and improved paraffin cylinders

2 000 m。前期采用“笼统式”正注法,稀油一次性注入到井筒内,防堵效果并不理想。分析认为,通过一次性正注稀油,短时间内无法完全溶解井筒内的堵塞物,并且未完全溶解的堵塞物容易在正注的推动下聚集,造成油管再次堵塞。因此创新实施“段塞式”正注技术,采用分轮次正注方式,每轮正注介质的量逐渐增加,逐步疏通堵塞部位,每轮次正注后闷井,并放大 2~3 级油嘴进行放喷吐蜡。“段塞式”正注防堵技术具有 3 个优点:一是从上至下逐渐疏通堵塞油管,并且每轮次正注后放喷吐液,避免未溶解的堵塞物堆积堵塞油管;二是分轮次正注,避免加热介质温度降低导致溶解度下降,使堵塞物更加充分地溶解;三是现场可以根据上轮次的正注效果,优化下轮次正注稀油量,从而更好的达到解堵效果。目前九区奥陶系油压在 35 MPa 以上的气井均采用段塞式正注防堵技术。

以上 3 套防堵技术可以针对气井的压力、气量、流体含蜡量以及气井合理产能进行优化组合选择,解决了九区奥陶系凝析气藏“四高”气井蜡堵问题。

4 缝洞型凝析气藏开发方式选择

参照国内外不同类型气藏的开发经验,九区奥陶系凝析气藏具有埋藏深、原始地层压力高、天然水体能量充足等特点,原始静压 66 MPa,目前静压 63 MPa,压力保持程度 95.5%,整体天然能量保持程度较高,因此采用衰竭方式开发。开发过程中结合储集体规模差异性及其见水风险进行差异化调整,确保区块整体均衡降压稳产;同时对见水井开展产能恢复措施,在现有井网基础上确保储量动用程度最大化。

4.1 平面差异化降压开采,实现气藏产能最大化

九区奥陶系凝析气藏不同区域、不同断裂条

(2) 现场试验发现,在注气量一定的情况下,油嘴和掺稀量的变化对产油量有很大影响,并且存在在一个最优值。

(3) 该技术能够提高油井产量,对塔河油田超稠油区块有效动用具有重大的战略意义。

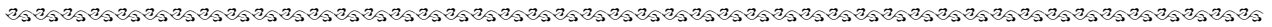
参考文献:

[1] 张琪,王杰祥,樊灵,等.采油工程原理与设计[M].东营:石油

大学出版社,2000:155-201.

[2] 满江红,陈雷.掺稀降黏工艺在塔河油田试油开采中的应用[J].石油钻探技术,2002,30(4):55.
[3] 任瑛,梁金国,杨双虎,等.稠油与高凝油热力开采问题的理论与实践[M].北京:石油工业出版社,2001:8-10.
[4] 陈志海,刘常红,李明.塔河油田缝洞型油藏油井产量的嘴流公式研究[J].石油钻探技术,2007,35(4):73-75.
[5] Hasan A R. Heat transfer during two phase flow in well-bores (II)[R].SPE22948,1991:665-708.

(编辑 徐文明)



(上接第 69 页)

带、不同构造位置、不同产层段的气井生产特征差异十分显著,具体表现为产量高低、油水差异、油气差异、流体物性等诸多方面,结合单井稳产基础、生产动态等差异实施差异化开发。针对稳产基础好,见水风险低的气井放大生产压差,提高单井产能;针对稳产基础相对薄弱,目前高含水的井,放大生产压差,提高气井携液能力。针对稳产基础相对薄弱的无水气井,控制生产压差,确保产气量在合理产能范围内,从而延长气井无水自喷期。

4.2 纵向差异化调整,实现现有井网储量动用程度最大化

九区奥陶系生产 T_7^4 之下 80 m 以上储集体的气井 9 口,生产 T_7^4 之下 80 m 以下储集体的气井 13 口。从含水上升情况来看,8 口见水井 7 口为生产 T_7^4 之下 80 m 以下储集体的气井,含水以快速上升为主,后期通过上返酸压,可能会造成底油储量动用程度差。针对纵向产出物性质的差异,结合措施实施纵向差异化调整,实现对顶部天然气和底部底油更好的控制。目前生产底部储集体的气井 13 口,在目前井网条件下,尽量保持井网完整,气井高含水后需要对底部底油评价清楚之后再考虑上返

酸压控制顶部气藏。

5 结论

(1) 缝洞型凝析气藏天然水体能量强,适合采用衰竭式降压开采的开发方式。

(2) 气井差异对比法结合了无阻流量法和二项式产能曲线切点法的优势,并考虑了气井本身的地质特征和生产动态特征,通过“气井差异对比法”确定缝洞型凝析气藏气井的合理产气量更加精准。

(3) 优化流速、改进高压机械清蜡工艺、段塞式正注 3 种防堵技术,解决了“四高”井蜡堵问题,提高了缝洞型凝析气藏的开发效率。

参考文献:

[1] 李勇,刘启国,郜国喜,等.塔里木油田气井无阻流量计算公式探讨[J].新疆石油地质,2004,25(1):16-19.
[2] 陈元千.确定气井绝对无阻流量的快速方法[J].油气井测试,2003,12(5):1-6.
[3] 姜宝良,张国武,赵晨阳,等.原油蜡沉积研究进展[J].油气储运,2005,24(10):1-4.

(编辑 叶德燎)