

天然气地质学

和田河气田水溶气成藏特点对克拉 2 气田的启示

秦胜飞¹, 李 梅², 胡剑峰², 张秋茶², 卢玉红²

(1. 中国石油勘探开发研究院, 北京 100083; 2 中国石油塔里木油田公司
勘探开发研究院, 新疆 库尔勒 841000)

摘要:塔里木盆地克拉 2 气田天然气成藏倍受关注, 存在许多疑惑有待于解决。本文根据和田河气田水溶气成藏地质条件和成藏特点, 认为克拉 2 气田具有更优越的水溶气成藏条件, 拜城凹陷中生界煤系烃源岩生成的天然气在深部高温、高压状态下大量溶解于水, 以水溶气的形式保留在深部地层中, 而新构造运动产生了断层相关褶皱, 深部的的水溶气便沿断裂往上运移至第三系和白垩系圈闭中并随温度和压力降低脱气成藏, 从而使天然气具备水溶气的某些特征。指出克拉 2 气田气-水界面以下的高压水体中未释放出的天然气储量也相当可观, 随着气田开发, 压力降低, 水体中天然气会不断释放, 对该气田天然气可采储量和开采年限的重新估算都有重要的意义。

关键词:克拉 2 气田; 水溶气; 地球化学; 成藏条件

中图分类号: TE122

文献标识码: A

文章编号: 1672-1926(2007) 01-0045-05

0 引言

关于塔里木盆地克拉 2 大气田的成藏研究已比较深入, 但仍有许多重要问题没有解决, 并一直困惑勘探家。例如相对于中生界煤系烃源岩成熟度而言, 克拉 2 气田甲烷碳同位素为什么偏重? 晚期快速成藏烃源岩能否提供足够量的天然气? 是不是有古气藏向圈闭供气? 用传统的观点很难对这些问题做出合理的回答。

水溶气在自然界普遍存在^[1-2], 但很少用水溶气的思路来研究成藏问题, 包括克拉 2 气田。这是因为人们对水溶气认识不够, 对水溶气成藏方面的研究比较薄弱, 且往往被人们忽视。由于在国内外很难找到一个气田实例能从天然气地球化学的角度来证明天然气是水溶气成因的, 使水溶气在天然气成藏研究方面停滞不前, 而往往忽略了水溶气的重要性, 甚至持怀疑态度。笔者前期从天然气地球化学的角度, 提出了和田河气田具备水溶气运移成藏特点^[3], 并从地质和成藏演化角度剖析了和田河气田水溶气运

移成藏条件, 全面分析了其成藏过程^[4]。认为西南坳陷深部寒武系高过熟烃源岩产生的天然气在异常高压作用下大量溶解于水, 并沿气田东部的有效运移通道往上运移至和田河气田位置较低的东部圈闭中, 释放出部分游离气在气田东部圈闭中成藏, 然后再沿不整合面向气田西部作长距离运移, 压力进一步释放, 气体再次从水中游离出来并在气田西部的圈闭中成藏, 形成条带状分布的和田河气田^[4]。这样便造成了气田天然气东、西部差异: 气田西部井区 CO₂ 含量大于东部, 天然气干燥系数高于东部, 甲烷碳同位素重于东部井区^[3]。

本文根据和田河气田水溶气成藏特点, 通过对比分析, 认为克拉 2 气田具备比和田河气田更为优越的水溶气成藏条件, 天然气地球化学特征和勘探实践也显示水溶气成藏的迹象, 并对克拉 2 气田水溶气进行了模拟计算。另外, 克拉 2 气田气-水界面下的水体至今还溶解了大量的天然气。这些认识对克拉 2 气田的成藏研究以及该气田天然气开采年限的估算有着重要意义。

收稿日期: 2006-08-30; 修回日期: 2006-11-14。

基金项目: 中国石油股份公司科技部“十一五”前陆项目“前陆盆地油气成藏条件及富集规律研究”(编号: 0601A-02-01)资助。

作者简介: 秦胜飞(1969-), 男, 安徽五河人, 博士, 高级工程师, 主要从事天然气地质与地球化学以及油气成藏等方面的研究。E-mail qsf

@ petrochina.com.cn

1 克拉 2 气田水溶气成藏有利条件

针对克拉 2 气田成藏,前人作了大量的研究工作并一致认为,该气田具备优质的气源岩^[11,12]、优质的储集层^[13-14]、优越的保存条件^[15]和很好的成藏时空匹配^[16-17]。本文对克拉 2 气田成藏条件和成藏特点不再重复,而是从水溶气的角度,论述满足该气田水溶气成藏的关键条件,为成藏研究提供新的思路

1.1 烃源岩埋藏很深

库车坳陷煤系烃源岩生气量巨大,但要形成含气量较高的水溶气必须有足够的温度和压力,因为天然气在高温、高压下才能大量溶解于水。克拉 2 气田天然气来自拜城坳陷上三叠统和中、下侏罗统煤系烃源岩,烃源岩埋藏深度大约在 8 000~12 000 m 之间^[16]。根据正常的地温梯度和压力梯度来计算(见本文 3.1),拜城坳陷煤系烃源岩所在的深度地层温度和压力都会很高,烃源岩生成的甲烷就可在高温、高压下大量溶解于水,在深部形成巨大的水溶气资源

1.2 中生界在成岩和生烃作用下生成了大量的水

拜城坳陷大部分地区侏罗系和三叠系厚度大于 3 000 m。在接受新生代快速沉积后,中生界煤系埋深加大开始大量生气,成岩作用也加快,温度和压力同时升高。快速成岩作用和有机质生烃高峰期都可生成大量的水,为天然气提供了溶解载体,在高温、高压状态下促使水溶气形成并保留在地层中,未能溶解在水中的天然气则容易散失而不易长期保存。

1.3 深部发育的储层保存了大量地层水

目前发现的克拉 2 气田储集层分布在白垩系和古近系,但在深部侏罗系和三叠系也发育良好的储集层(图 1)。库车前陆盆地中生界煤系烃源岩多为湖沼相沉积,造山带物源供给充分,盆地内发育有多套河流-三角洲砂岩沉积,成为良好的储集层。由于沉积的多旋回性,每一套煤系烃源岩上、下又发育沙泥岩或砂岩储集层,形成了多套生储盖组合:①上三叠统黄山街组泥岩段与下伏中三叠统克拉玛依组的砂岩组成的储盖组合;②下侏罗统阳霞组的暗色泥岩,碳质泥岩与其下的砂岩及阿合组标准砂岩组成的储盖组合;③中侏罗统克孜勒努尔组暗色泥岩与砂岩组成的一套储盖组合。深部由于压力和温度都很高,

烃源岩生成的天然气会大量溶于附近任何层位的水体中,以水溶气的方式“成藏”。

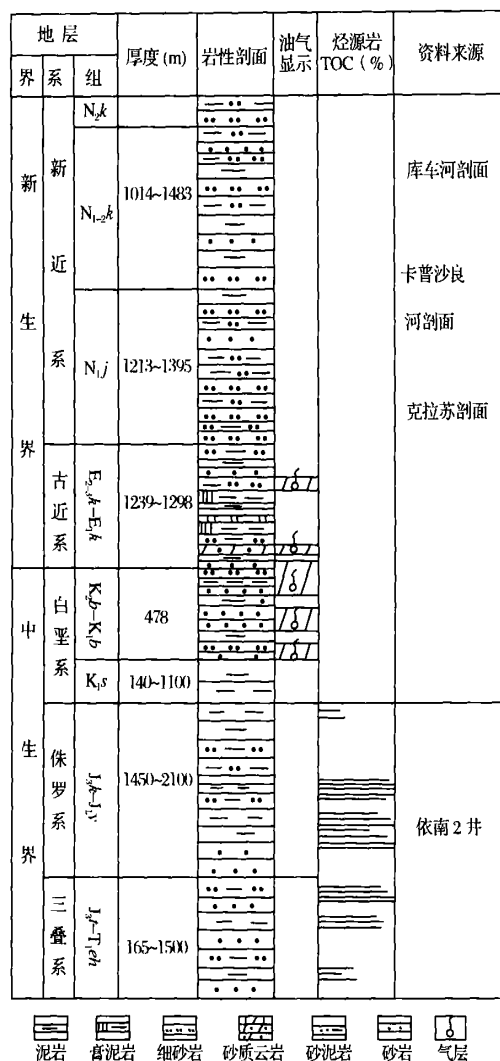


图 1 克拉 2 气田地层综合柱状示意

1.4 晚期发育的断裂系统为水溶气提供了有利运移通道

断裂作为油气运移通道在成藏过程中都起重要作用,同样,溶解了天然气的水体向上部运移也需要有效的运移通道。克拉 2 气田中生代煤系烃源岩埋藏都很深,如果没有断裂水溶气则很难运移到上部的圈闭中。克拉 2 气田受南北两条逆冲断裂的控制,逆冲断裂的形成与圈闭的定型于喜山晚期,而克拉 2 气田在圈闭定型的同时产生了沟通下部水溶气和上部圈闭的断裂,为水溶气在浅部成藏提供了有利的运移通道。

另外,克拉 2 气田是异常高压成藏^[18-19]。根据异常压力的形成条件,快速埋藏和生烃作用是沉降盆地产生异常高压的重要因素^[20-22]。在拜城坳陷,中生

界煤系在快速埋藏和烃类生成过程中往往会产生异常高压。而异常高压一方面可以促进天然气溶解于水,另一方面异常压力可以为水溶气向上运移提供动力。这样,水溶气在下部高压的驱使下沿断裂以混相涌流方式进入上部圈闭中,由于压力和温度降低发生脱气并聚集成藏,出现气水界面。其后经过构造运动进一步的挤压作用形成现今的上部超压体系^[13, 19, 23]。

2 克拉2气田水溶气成藏证据

2.1 天然气高度富集甲烷,重烃少

由于甲烷在水中的溶解度大于重烃气,所以水溶气运移的结果是甲烷高度富集,重烃气含量减少。

表1 克拉2气田天然气地球化学特征

气田	井号	层位	井段 (m)	组分(%)										碳同位素(PDB,‰)			³ He/ ⁴ He
				CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>n</i> C ₄ H ₁₀	<i>i</i> C ₄ H ₁₀	<i>n</i> C ₅ H ₁₂	<i>i</i> C ₅ H ₁₂	CO ₂	N ₂	δ ¹³ C ₁	δ ¹³ C ₂	δ ¹³ C _{CO₂}	(× 10 ⁻⁸)	
克拉 2	克拉 2	E	3 499.9~3 534.7	98.05	0.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.94	0.60	-27.3	-19.4		
克拉 2	克拉 2	E	3 567~3 592	97.93	0.88	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.57	0.61				
克拉 2	克拉 2	K	3 803.0~3 809.0	98.08	0.42	0.04	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.74	0.56	-27.8	-18.7		
克拉 2	克拉 2	K	3 888.0~3 895.0	98.27	0.53	0.04	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.55	0.60	-27.8	-19.0		4.23
克拉 2	克拉 201	K _{2b}	3 630.0~3 640.0	97.65	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	1.51	-27.1	-18.5	-19.8	
克拉 2	克拉 201	K _{2b}	3 770.0~3 795.0	97.70	0.59	0.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.50	1.21	-27.2	-17.9	-22.6	
克拉 2	克拉 201	K _{2b}	3 936.0~3 938.0	96.86	0.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.33	1.22	-26.2	-18.1	-15.8	
克拉 2	克拉 201	K _{2b}	4 016.0~4 021.0	96.88	0.91	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.21	-27.3	-19.0	-18.6	
克拉 2	克拉 203	K _{1b}	3 963.0~3 975.0	97.59	0.74	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	1.42				
克拉 2	克拉 204	K _{1b}	3 925.0~3 930.0	98.29	0.51	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.55	0.61				
克拉 2	克拉 205	K	3 789.0~3 952.0	98.30	0.62	0.04	0.01	0.02	0.00	0.00	0.00	0.64	0.37				

2.2 甲烷碳同位素异常偏重

塔里木盆地克拉2气田天然气碳同位素很重,δ¹³C₁值在-26.2‰~-27.8‰之间(表1)。甲烷碳同位素明显重于拜城凹陷内煤系烃源岩成熟度所对应的甲烷碳同位素值。有人认为是晚期阶段聚气促使克拉2气田天然气甲烷碳同位素变重^[26]。其实,中国大中型气田都是晚期成藏,都是阶段聚气。中国天然气的晚期成藏理论本身就已包含了晚期阶段聚气的含义。所以,用晚期的阶段聚气的观点也不能很好地解释克拉2气田天然气甲烷碳同位素偏重的现象。还有人把它归结为无机气^[27],但其他地球化学证据并不支持无机气的观点^[12]。笔者认为水溶气对甲烷的碳同位素分馏所致。因为¹³CH₄比¹²CH₄更容易溶解于水^[28],所以水溶天然气一般富集重碳同位素^[29]。

中生界煤系烃源岩生成的甲烷首先溶解在地层水中,随生气量增加,地层水饱和,其余甲烷会通过上覆岩层散失。由于烃源岩演化程度加深,生成的甲

克拉2气田乙烷含量一般在0.4%~0.9%之间,丙烷含量接近0(表1)。有人把克拉2气田乙烷等重烃气含量很低归结于水把重烃气溶解并带走散失^[24-25]。笔者认为,克拉2气田天然气来自高过成熟煤系烃源岩,本属干气,重烃含量本来就比较低。又由于重烃气在水中的溶解度远小于甲烷,所以水溶气中的重烃气含量会进一步降低。当温度和压力降低天然气自水中释放成藏时,释放出的天然气重烃气含量自然就会很低。如果是水把重烃气溶解带走散失,那么在相同的情况下,水也会把更多的甲烷溶解带走,可能就不会形成克拉2大气田,因为甲烷在水中的溶解度远大于重烃气。

烷碳同位素逐渐变重,后期生成的甲烷会与水中溶解的甲烷发生交换作用,达到新的平衡。这样通过长年累月的交换,水中溶解的甲烷基本上代表煤系烃源岩晚期生成的天然气,甲烷碳同位素会比较重,但只代表高过成熟煤系生成的甲烷,甲烷碳同位素不会异常偏重。

新构造运动使水溶气沿断裂往上部圈闭运移,在向上运移过程中,不断释放游离天然气。先释放出的天然气在运移路径中首先被周围的岩石吸附,待吸附饱和后,最后释放的天然气才能有效地聚集到圈闭中。因为¹³CH₄比¹²CH₄更容易溶解于水,所以先释放出来的甲烷相对富集¹²C,随甲烷不断释放,后期释放出的¹³CH₄也会逐渐增加,最后运移到圈闭中的甲烷碳同位素自然会变得很重。

2.3 实践证明水体中含有大量天然气

在勘探上,也有现象表明克拉2气田天然气成藏与水溶气有关。对克拉2井气—水界面以下的第9、10、11筒岩芯3 992.48~4 075.79 m井段的岩芯

进行含气试验,见针孔状气泡;钻探在克拉 2 气田边界以外的克拉 202 井,未钻遇气层,从水层中取出的 6 7 8 筒灰褐色含砾中、细、粉砂岩岩芯中,岩芯断面见微弱气泡,呈串珠状冒出,也充分说明克拉 2 气田水中溶解气的存在

3 克拉 2 气田水溶气成藏定量计算

3.1 计算参数的确定

甲烷在水中的溶解度主要受温度、压力、矿化度影响^[6-7, 30-31]。所以计算参数主要是目前的储集层和中生界煤系的温度、压力和矿化度

测试表明,克拉 2 气田中部地层温度 100.58°C , 压力为 74.41 MPa ^[13]。气田的地层水水型为 CaCl_2 型,总矿化度 $115\ 832\sim 165\ 760\text{ mg/L}$,属盐度很高的卤水^[27]。拜城凹陷中生界煤系温度和压力用地温梯度和压力梯度来计算,矿化度以克拉 2 气田目前地层水的矿化度作为参照

库车坳陷地温梯度不同地区有差别,坳陷北缘山前的克一依奇构造带、大宛齐等构造地温梯度最高,在 $2.6\sim 2.8^{\circ}\text{C}/100\text{m}$;拜城—阳霞凹陷次之,在 $2.2\sim 2.4^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ ^[32]。克拉 2 气田位于克—依构造带上,天然气来自拜城凹陷,所以取拜城—阳霞凹陷的地温梯度来计算下部煤系烃源岩的温度,取平均值 $2.3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$ 。根据克拉 2 气田的 KL2 KL201 KL203 KL204 等井资料,计算出的压力梯度主要分布于 $1.8\sim 2.1\text{ MPa}/100\text{m}$ ^[33]。本文取平均值 $1.95\text{ MPa}/100\text{m}$ 作为拜城凹陷压力梯度用来计算深部的地层压力

克拉 2 气田气藏平均深度为 $3\ 800\text{ m}$,拜城凹陷中生界煤系下侏罗统平均埋深取 $10\ 000\text{ m}$ ^[16]。根据地温梯度和压力梯度,计算出拜城凹陷下侏罗统底部温度为 243.18°C ,压力为 195.31 MPa

3.2 水溶气定量计算结果

根据甲烷在不同盐度、温度和压力条件下的溶解度^[10],克拉 2 气田在目前温度和压力、目前矿化度情况下, 1 m^3 的水可以溶解甲烷 3.81 m^3 。在拜城凹陷 $10\ 000\text{ m}$ 深处的,矿化度为 $100\ 000\text{ mg/L}$ 左右, 1 m^3 的水可以溶解甲烷 20.2 m^3 。后者溶解甲烷量减去前者得出 1 m^3 的水运移至上部圈闭中可释放 16.39 m^3 甲烷,单位水体释放甲烷量很大。

克拉 2 气田是异常高压成藏,气—水界面下的水体中由于高压因素残留的天然气储量也很可观。由于克拉 2 气田水型为 CaCl_2 型,封闭条件很好,流动性较差,水体不会发生大规模溶失,因而气—水界

面下水中的天然气也容易保存下来。随着气田的开发,将在整个气田范围内形成降压漏斗,使气田温度和压力降低,天然气会从水中逐渐释放变成气藏中的游离气,会显著增加开采年限

4 结论

(1) 从新的视角对克拉 2 气田成藏提出新的观点。克拉 2 气田由于深部发育多旋回的煤系烃源岩和多套储盖组合,对水溶气成藏非常有利。天然气地球化学特征和勘探实践也显示出克拉 2 气田天然气有水溶气的迹象。

(2) 通过模拟计算,水溶气从深部运移至上部的圈闭中能释放出大量的天然气。另外,克拉 2 气田气水界面下的巨大的水体中仍蕴藏着储量可观的天然气。气田在开发过程中,气—水界面下的水溶气会随压力和温度的降低而再次释放,会增加天然气的可采储量,可延长气田的开采年限。

(3) 重视水溶气研究,对天然气成藏研究、改变天然气勘探理念和可采储量的估算都有重要意义。

参考文献:

- [1] 张子枢.水溶气浅论[J].天然气地球科学,1995,6(5): 29-34.
- [2] 王雪吾,刘济民.我国水溶性天然气资源分析与预测[J].天然气工业,1994,14(4): 18-21.
- [3] 秦胜飞,李梅,戴金星,等.塔里木盆地和田河气田天然气裂解类型[J].石油与天然气地质,2005,26(4): 455-460.
- [4] 秦胜飞,邹才能,戴金星,等.塔里木盆地和田河气田水溶气成藏过程[J].石油勘探与开发,2006,33(2): 282-288.
- [5] 维索茨基 И.Б.天然气地质学[M].戴金星等译.北京:石油工业出版社,1986: 12-13.
- [6] 郝石生,张振英.天然气在地层水中的溶解度变化特征及地质意义[J].石油学报,1993,14(2): 12-22.
- [7] 张云峰.温、压控制水溶气释放的模拟实验方法研究[J].石油实验地质,2002,24(1): 77-84.
- [8] 付晓泰,卢双舫,王振平,等.天然气组分的溶解特征及其意义[J].地球化学,1997,16(3): 60-66.
- [9] 秦胜飞,贾承造,李梅.和田河气田天然气东西部差异及成因[J].石油勘探与开发,2002,29(5): 16-18.
- [10] Duan Zhenhao, Moller N, Greenberg J, et al. Prediction of methane solubilities in natural waters to high ionic strength from 0 to 250°C and from 0 to 1600 bar[J]. Geochim Cosmochim Acta, 1992, 56(4): 1451-1460.
- [11] 秦胜飞,贾承造,陶士振.塔里木盆地库车坳陷油气成藏的若干特征[J].中国地质,2002,29(1): 104-108.
- [12] 秦胜飞,李先奇,肖中尧,等.塔里木盆地天然气地球化学成因与分布特征[J].石油勘探与开发,2005,32(4): 70-78.
- [13] 贾承造,周新源,王招明,等.克拉 2 气田石油地质特征[J].科学通报,2002,47(增刊): 91-96.

- [14] 王月华,皮学军,张柏桥.储层地质建模方法在克拉2气田气藏描述中的应用[J].天然气地球科学,2003,14(1): 65-68.
- [15] 翟建华,彭建亮,雷正军.利用声波时差测井法评价克拉2气田盖层封闭性[J].天然气地球科学,2005,14(6): 758-760.
- [16] 梁狄刚,张水昌,赵孟军,等.库车坳陷的油气成藏期[J].科学通报,2002,47(增刊): 56-63.
- [17] 周兴熙.塔里木盆地克拉2气田成藏机制再认识[J].天然气地球科学,2003,14(5): 354-361.
- [18] 朱中谦,王振彪,李汝勇,等.异常高压气藏岩石变形特征及其对开发的影响——以克拉2气田为例[J].天然气地球科学,2003,14(1): 60-64.
- [19] 皮学军,谢会文,张存,等.库车前陆冲断带异常高压成因机制及其对油气藏形成的作用[J].科学通报,2002,47(增刊): 84-90.
- [20] 夏新宇,宋岩.沉降及抬升过程中温度对流体压力的影响[J].石油勘探与开发,2001,28(3): 8-11.
- [21] 查明,曲江秀,张卫海.异常高压与油气成藏机理[J].石油勘探与开发,2002,29(1): 19-23.
- [22] 王震亮,孙明亮,耿鹏,等.淮南地区异常地层压力发育特征及形成机理[J].石油勘探与开发,2003,30(1): 32-34.
- [23] 孙冬胜,金之钧,吕修祥,等.库车前陆盆地迪那2气田成藏机理及成藏年代[J].石油与天然气地质,2004,25(5): 559-591.
- [24] 王青,张枝焕,钟宁宁,等.水溶—释放作用对气藏形成的影响——以克拉2气田为例[J].天然气工业,2004,24(6): 18-21.
- [25] 李梅,李谦,张秋茶,等.库车前陆冲断带天然气具有深埋水溶气的特点[J].天然气地球科学,2003,14(5): 366-370.
- [26] 李贤庆,肖贤明, Tang Y,等.库车坳陷煤成甲烷碳同位素动力学研究[J].石油与天然气地质,2004,25(1): 21-25.
- [27] 张景廉.克拉2大气田成因讨论[J].新疆石油地质,2002,23(1): 70-73.
- [28] Baesik Z, Canongia Lopes J N, Costa Gomes M F, *et al.* Solubility isotope effects in aqueous solutions of methane[J]. Journal of Chemical Physics, 2002, 116(24): 10816-10824.
- [29] 于津生.中国同位素地球化学[M].北京: 科学出版社,1997: 525-526.
- [30] Bonham L C. Solubility of methane in water at elevated temperatures and pressure[J]. AAPG, 1978, 62(12): 2478-2481.
- [31] Colin Barker. Development of abnormal and subnormal pressures in reservoirs containing bacterially generated gas[J]. AAPG, 1987, 71(11): 1404-1413.
- [32] 王良书,李成,刘绍文,等.塔里木盆地北缘库车前陆盆地地温梯度分部特征[J].地球物理学报,2003,46(3): 403-407.
- [33] 王振亮,张立宽,施立志,等.塔里木盆地克拉2气田异常高压的成因分析及其定量评价[J].地质论评,2005,51(1): 55-63.

IMPLICATION TO KELA 2 GAS FIELD FROM WATER-SOLUBLE GAS ACCUMULATION IN HETIANHE GAS FIELD

QIN Sheng-fei¹, LI Mei², HU Jian-feng², ZHANG Qiu-cha², LU Yu-hong²

(1. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China;

2. Tarim Oilfield Company, PetroChina, Kuerle 841000, China)

Abstract The gas accumulation in the Kela 2 gas field has been widely noticed. There remain some problems still to be solved. Drawing lessons from the water-soluble gas accumulation condition and characteristics in the Hetianhe gas field, this paper indicates that the Kela 2 gas field has an even better water-soluble gas accumulation condition. The gas generated from the Mesozoic coal measure source rocks could be dissolved in water in a great deal at high temperature and pressure and kept in deeper layers in the form of water-soluble state. As the Neotectonics had created fault-related traps, the water-soluble gas in deeper layers migrated along faults up to Tertiary and Cretaceous traps. The gas with some traces of water-soluble origin then released from water when the temperature and pressure deceased, and the gas pools were formed in this way. Simulative calculation shows that the water can release abundant gas when migrating to the shallow part. The unreleased gas at high pressure water body under the water-gas interface has a largish reserve, too. With the development of the gas field, the gas in water can release gradually. This has much significance for the reassessment of the recoverable reserves and exploitation years.

Key words Kela 2 gas field; Water-soluble gas; Geochemistry; Gas accumulation condition.