

TSR 烃类化学损耗评价: II 四川盆地含硫化氢天然气藏 TSR 烃类损耗程度

袁玉松¹, 郝运轻¹, 刘全有¹, 高键¹, 张守庆²

1 中国石油化工股份有限公司石油勘探开发研究院; 2 中国石油大学(北京)地球科学学院

摘要 在深层—超深层油气保存条件评价研究中,既要关注天然气的物理散失,也要关注高温高压下的烃类化学损耗。热化学硫酸盐还原(TSR)常见于含膏碳酸盐岩层系中,TSR强度越大,烃类损耗程度越大。烃类含量与干燥系数、非烃类含量与酸性气体指数和碳/硫同位素系列指标在一定程度上可以反映TSR强度,但难以满足定量评价的需要。基于四川盆地高含硫化氢或者存在强烈TSR的气藏全部为常压气藏,而邻近的硫化氢含量低且未遭受过TSR的气藏普遍为超压气藏这一基本地质事实,认为TSR烃类化学损耗在超压气藏转变为常压气藏的过程中起着关键作用。因此,利用地层条件下天然气状态参数,尝试建立了TSR烃类化学损耗定量评价方法:ZnPVT状态参数评价法。以普光、元坝、建南和威远等气田的代表性钻井为例,开展了TSR烃类损耗程度评价。结果表明:普光气田长兴组—飞仙关组气藏、元坝气田长兴组气藏、建南气田长兴组—飞仙关组气藏和威远气田灯影组气藏TSR烃类损耗分别为原始储量的18%、20%、10%和64%。该项评价结果与实际地质条件相符。

关键词 热化学硫酸盐还原; 超深层; 烃类化学损耗; 定量评价; 油气保存

中图分类号:TE122.1 文献标识码:A

0 前言

热化学硫酸盐还原反应(TSR)是硫酸盐矿物在热动力驱动下被烃类还原成硫化物,同时烃类被氧化成 H_2S 和 CO_2 等酸性气体的化学反应,是一种在高温条件下以含膏碳酸盐岩为储层的油气藏中普遍存在的有机-无机-流体相互作用的地质-地球化学过程^[1-2]。超深层(>6 500 m)普遍满足TSR所需的高温条件(地层条件下>120℃)^[3]。TSR一旦发生就会导致烃类被消耗^[4],但是TSR对油气藏的破坏程度究竟有多大,采用什么指标、如何评价TSR对烃类的损耗程度一直是困扰地质家的难题。烃类含量及干燥系数、非烃类含量及酸性气体指数和碳/硫同位素3类强度指标在一定程度上可以反映TSR强度及定性评价烃类化学损耗程度^[5],但都难以满足定量评价的需要。

依据天然气中烃类气体组分的相对含量,在一定程度上可以判识TSR发生的可能性及相对强度^[6]。甲烷在天然气组分中含量越低,同时重烃在烃类气体组分中含量低,则TSR越强。TSR导致天

然气干燥系数增大。但是,目前尚未建立烃类气体组分含量或者天然气干燥系数与TSR强度之间的定量关系,仅能在一定程度上进行定性分析。通常情况下, H_2S 含量越高,酸性气体指数越大,则TSR越强,但是 H_2S 含量低,并不一定表示TSR弱,因为这涉及到 H_2S 的保存问题。烃类的碳同位素、 CO_2 和次生方解石的碳同位素、 H_2S 的硫同位素和沥青的硫同位素等同位素指标,虽然在一定程度上可以反映TSR强度^[7-9],但这些指标同样仅限于定性评价,而且存在明显的多解性。

本文基于天然气藏PVT状态参数的改变,求取储层中天然气量(n)的变化,定量评价TSR对气藏的损耗程度,以期完善深层—超深层油气保存条件评价技术,为深层—超深层油气资源潜力评价提供技术手段。

1 定量评价的基本思路

四川盆地几乎所有高 H_2S 气田/气藏,都表现为常压。普光、元坝、铁山坡、渡口河、罗家寨二叠系长兴组—三叠系飞仙关组高 H_2S 气藏中,无一为超

收稿日期:2020-11-12; 改回日期:2021-03-10

本文受国家重点研发计划“超深层及中新元古界盖层封闭性与油气保存机理”(编号:2017YFC0603105)资助

第一作者:袁玉松,博士,研究员,主要研究方向为沉积盆地构造-热演化和盖层封闭性。通信地址:102206北京市昌平区百沙路197号院中国石化科学技术研究中心;E-mail: yuanys.syky@sinopec.com

气藏。普光气田长兴组—飞仙关组 H_2S 含量高(平均为 15%~17%), 地层压力系数低(1.07~1.18)^[10]。 H_2S 含量相对较低但具有明显 TSR 特征的威远和安岳震旦系气藏以及建南长兴组气藏, 也都是常压气藏。而不存在 TSR 的层系, 则普遍发育超压。邻近普光气田的毛坝、河坝、清溪场等 H_2S 含量低、不存在 TSR 的气藏均为超压气藏^[11]。因此, 可以推断高 H_2S 气藏由超压转变成常压, TSR 损耗烃类是关键因素。那么, 依据天然气藏 PVT 状态参数的改变量, 求取储层中天然气量(n)的变化, 即可定量评价 TSR 对烃类的损耗程度。

2 定量评价技术方法

TSR 和古油藏裂解生气都受温度控制: 当地层温度高于 120℃左右时, TSR 开始发生, 消耗烃类, 但此时作用强度较小; 当储层温度达到 160℃左右时, 原油开始裂解生气, 气藏压力增加, 产生超压; 当储层温度达到 210℃左右, 原油全部裂解为天然气, 裂解生气增压作用停止。如果储层在地质历史时期的最高古地温低于 210℃, 则在达到最高古地温时, 裂解生气增压作用停止。在四川盆地, 通常在储层达到最大古埋深时达到最高古地温, 因此, 达到最大古埋深之后, 原油裂解生气的增压作用停止。

以 ZnPVT 表示气藏的状态参数, Z 、 n 、 P 、 V 、 T 分别表示天然气的偏差系数、储层单位体积内天然气的量、气藏压力、储层单位体积中天然气所占的体积、储层温度。依据储层埋深和温度, 设置地质历史时期气藏的 3 个状态(图 1): 状态 1 为现今埋深条件下的状态($Z_1n_1P_1V_1T_1$); 状态 2 为考虑 TSR 条件下, 储层最大古埋深时的状态($Z_2n_2P_2V_2T_2$); 状态 3 为不考虑 TSR 条件下, 储层达到最高古地温或者 210℃时的状态($Z_3n_3P_3V_3T_3$)。其中, 状态 3 是虚拟的, 实际地质条件下是不存在的, 因为 TSR 自 120℃时开始发生, 在原油裂解温度窗(160~210℃)内 TSR 消耗烃类和原油裂解生气作用同时发生。状态 2 包含了 TSR 的效果, 其 n_2 、 P_2 、 V_2 参数主要由原油裂解生气的增压作用和 TSR 消耗烃类的降压作用二者之间的动态耦合关系决定。由状态 2 到状态 1, 气藏温压的变化主要由抬升剥蚀引起。假设在后期的抬升剥蚀、储层温度降低的过程中, TSR 对烃类的损耗也停止, 盖层封闭性极好, 抬升过程中气藏为完全封

闭状态, 即相当于假设了 $n_1=n_2$, 那么从最大古埋深至现今, 气藏压力的变化仅受抬升卸载孔隙回弹和储层降温导致的气体体积收缩控制。在这样的假设下, 由状态 2 到状态 1, 储层压力的绝对值是降低的, 但因为经过抬升之后, 静水压力也降低了, 所以压力系数既有可能增大也有可能减小。状态 1 的温/压(P_1/T_1)参数均为已知量; 从状态 1 出发, 依据抬升卸载孔隙回弹和储层降温气体体积收缩, 可以反演得到状态 2 的压力(P_2); 状态 3 的压力参数(P_3)可通过储层盐水包裹体最大均一温度对应的古压力确定。

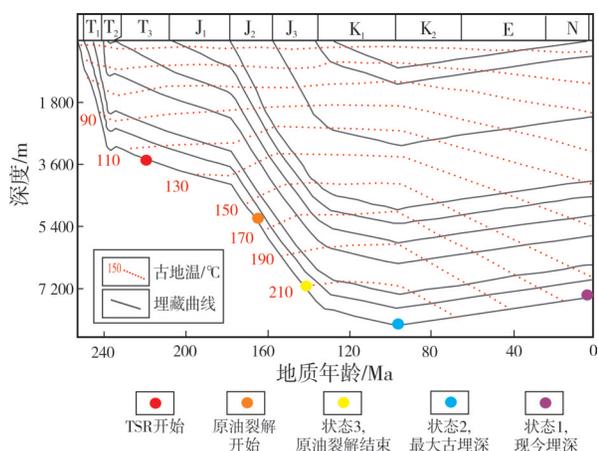


图 1 地质历史时期气藏的 3 个状态设置示意图

Fig. 1 Schematic diagram of three gas reservoir states in geological history

对于特定的天然气藏, 在状态 1 满足: $P_1V_1=Z_1n_1RT_1$, 即 $f_1\rho_w gH_1\phi_1VS=Z_1n_1RT_1$; 在状态 2 满足: $P_2V_2=Z_2n_2RT_2$, 即 $f_2\rho_w gH_2\phi_2VS=Z_2n_2RT_2$; 在虚拟状态 3 满足: $P_3V_3=Z_3n_3RT_3$, 即 $f_3\rho_w gH_3\phi_3VS=Z_3n_3RT_3$ 。其中, P_1 为现今地质条件下气藏压力, Pa; V_1 为储层单位体积内天然气的体积, m^3 ; T_1 为储层温度, K; n_1 为储层单位体积内天然气的量, mol; Z_1 为天然气的偏差系数, 无量纲; R 为通用气体常数, 无量纲; f_1 为气藏压力系数, 无量纲; ρ_w 为地层水的密度, kg/m^3 ; g 为重力加速度, $9.8m/s^2$; H_1 为储层埋深, m; ϕ_1 为储层孔隙度, 无量纲; V 为储层单位体积, m^3 ; S 为含气饱和度, 小数; P_2 、 V_2 、 T_2 、 n_2 、 H_2 、 Z_2 、 f_2 、 ϕ_2 为状态 2 的相应参数, P_3 、 V_3 、 T_3 、 n_3 、 H_3 、 Z_3 、 f_3 、 ϕ_3 为状态 3 的相应参数。那么, TSR 烃类损耗程度定义为:

$$N=100\times(1-n_2/n_3)=100\times(1-(f_2H_2\phi_2T_3Z_3)/(f_3H_3\phi_3T_2Z_2)) \quad (1)$$

方便起见, 将此 TSR 烃类化学损耗评价方法称为 ZnPVT 状态参数评价法。

3 定量评价应用实例

3.1 天然气的偏差系数

天然气的偏差系数 Z 的大小取决于对比温度 (T_R) 和对比压力 (P_R)。对比温度和对比压力的计算公式分别为: $T_R = T/T_c$, $P_R = P/P_c$, 式中 T_c 、 P_c 分别为临界温度(单位:K)和临界压力(单位:MPa), 其值取决于天然气的成分组成或相对密度。依据天然气组分可计算天然气分子量, 进而获得天然气的临界温度和临界压力, 再计算对比温度和对比压力, 然后即可依据图版(图2)查找天然气的偏差系数。

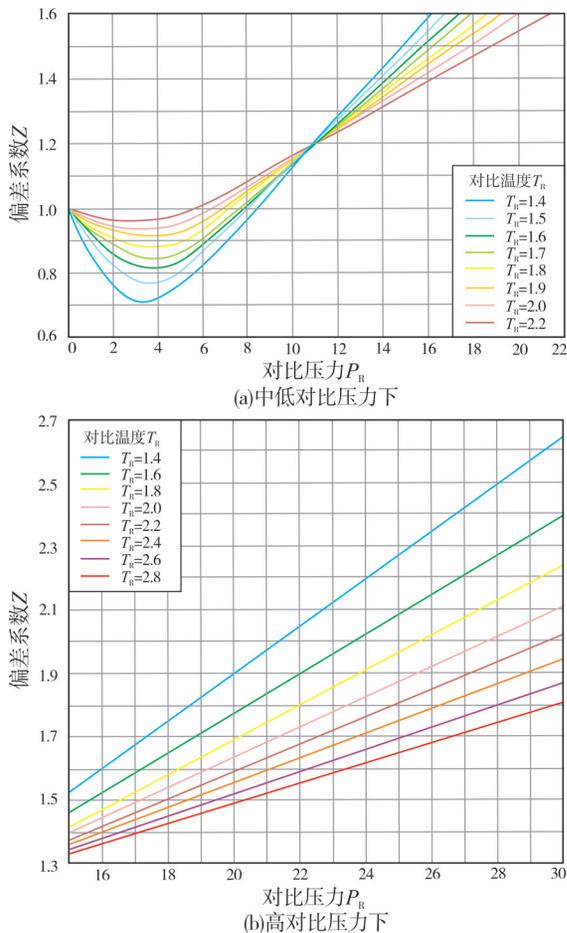


图2 天然气的偏差系数图版(据文献[12])

Fig. 2 Diagram of natural gas deviation coefficient (cited from reference [12])

天然气中酸性气体含量 ($w(\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2)$) 与临界温度及临界压力之间存在显著的线性相关性(图3)。因此, 可以依据图3中的线性拟合公式分别计算川东北地区长兴组—飞仙关组天然气的临界温度及临界压力: $T_c = 1.2386 \times w(\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2) + 192.76$; $P_c = 0.1027 \times w(\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2) + 4.829$ 。

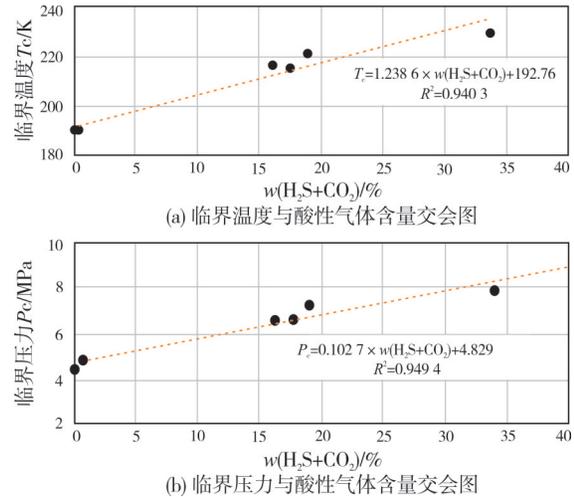


图3 川东北地区天然气临界温度、临界压力与酸性气体含量关系(数据源于文献[13])

Fig. 3 Relationship between critical temperature, critical pressure and acid gas content of natural gas in Northeast Sichuan (data from reference [13])

3.2 典型 H_2S 气藏 TSR 烃类化学损耗

选择普光气田长兴组—飞仙关组气藏、元坝气田长兴组气藏、建南气田长兴组—飞仙关组气藏和威远气田灯影组气藏作为典型实例, 应用 Zn PVT 状态参数法开展 TSR 烃类化学损耗评价。在普光气田、元坝气田、建南气田各选一口较深的钻井进行长兴组底界埋藏史、地温史恢复(图4), 可直观反映地质历史时期的演化。

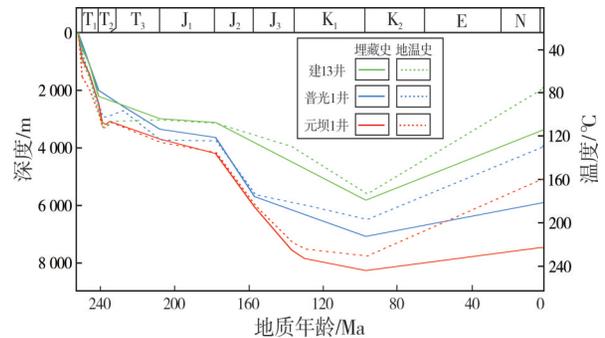


图4 普光气田、元坝气田、建南气田长兴组底界埋藏史与地温史图

Fig. 4 Burial history and temperature history of the bottom of Changxing Formation in Jiannan, Puguang, and Yuanba gas fields

3.2.1 普光地区

以普光2井为例计算 TSR 烃类化学损耗程度。普光2井长兴组埋深 5 259.3 m 处甲烷 (CH_4) 含量为 75.07%, 乙烷 (C_2H_6) 含量为 0.24%, 天然气组分中无丙烷 (C_3H_8), H_2S 含量为 15.66%, ($\text{H}_2\text{S}+\text{CO}_2$) 含量为 24.26%。3 个状态的参数见表 1。

表1 普光2井长兴组—飞仙关组气藏
TSR 烃类化学损耗计算参数

Table 1 Calculation parameters of TSR hydrocarbon chemical loss
in Changxing-Feixianguan gas pool of Well Puguang 2

状态	压力 系数(f)	埋深 (H)/m	孔隙度 (ϕ)	偏差 系数(Z)	地温 (T)/K	TSR 损耗 程度(N)
状态1 (现今埋深)	1.00	5 353	0.080	0.95	386	
状态2 (最大古埋深)	1.48	6 547	0.057	1.55	459	18%
状态3 (最高古地温)	2.10	6 547	0.057	1.80	459	

普光2井长兴组底部现今埋深 $H_1=5\ 353$ m, 现今地温 $T_1=386$ K, 现今压力系数 $f_1=1.0$; 通过埋藏史和地温史恢复, 获得长兴组最大古埋深 $H_2=6\ 547$ m, 最高古地温 $T_2=459$ K。由于普光2井长兴组最大古埋深时即是地层达到最高古地温之时, 因此 $H_3=H_2=6\ 547$ m, $T_3=T_2=459$ K。由 (H_2S+CO_2) 含量为24.26%, 结合不同状态的温度和压力, 依据3.1小节的偏差系数计算方法, 可得到 $Z_1=0.95$, $Z_2=1.55$, $Z_3=1.80$ 。普光2井燕山期—喜马拉雅期剥蚀量大约为1 200 m, 通过构造抬升剥蚀对孔隙流体压力影响的计算^[14], 可得到最大古埋深时的压力系数 $f_2=1.48$; 按甲烷包裹体的密度和共生的盐水包裹体测定的均一温度(170~180℃), 用PVTsim软件模拟计算的捕获压力为153~160.7 MPa, 反映了普光地区高密度甲烷包裹体主要捕获于油裂解大量产出阶段高温超压的地质环境^[15], 按捕获压力153 MPa换算得到最高古地温时的压力系数大约为2.1, 即 $f_3=2.1$ 。

应用公式(1)计算获得普光2井长兴组—飞仙关组气藏TSR烃类化学损耗为18%(表1)。

3.2.2 元坝地区

元坝2井长兴组甲烷含量为80.38%, 乙烷含量为0.03%, 无丙烷, H_2S 含量为5.81%, (H_2S+CO_2) 含量为18.11%, 无论是 H_2S 含量还是 (H_2S+CO_2) 含量均小于普光2井。元坝气田长兴组底部现今埋深为6 700~7 400 m, 平均埋深为7 000 m, 温度为120℃, 压力系数为1.0。长兴组储层最大古埋深为7 500~8 200 m, 平均为7 900 m, 温度为180℃, 压力为153 MPa, 如果未发生TSR, 压力系数可达2.19。元坝2井长兴组现今埋深为6 720 m, 最大古埋深为7 519 m。计算得到TSR烃类损耗程度为20%(表2), 略高于普光2井的损耗程度。

表2 元坝2井长兴组气藏TSR 烃类化学损耗计算参数
Table 2 Calculation parameters of TSR hydrocarbon chemical loss
in Changxing gas pool of Well Yuanba 2

状态	压力 系数(f)	埋深 (H)/m	孔隙度 (ϕ)	偏差 系数(Z)	地温 (T)/K	TSR 损耗 程度(N)
状态1 (现今埋深)	1.0	6 720	0.05	1.25	409	
状态2 (最大古埋深)	1.3	7 519	0.03	1.40	481	20%
状态3 (最高古地温)	2.2	7 519	0.03	1.90	481	

3.2.3 建南地区

建南气田石炭系和飞仙关组气藏的 H_2S 含量都很低(一般小于0.5%), 但长兴组气藏的 H_2S 含量相对较高($2.5\% \pm 1.0\%$), (H_2S+CO_2) 的含量为 $9.2\% \pm 3.2\%$ 。建16井长兴组甲烷含量为86.73%, 乙烷含量为0.17%, H_2S 含量为3.36%, (H_2S+CO_2) 含量为11.92%, 酸性气体含量均小于普光2井和元坝2井。以建16井长兴组—飞仙关组气藏为例, 计算得到TSR烃类损耗程度为10%(表3)。

表3 建16井长兴组—飞仙关组气藏
TSR 烃类化学损耗计算参数

Table 3 Calculation parameters of TSR hydrocarbon chemical loss in
Changxing-Feixianguan gas pool of Well Jian 16

状态	压力 系数(f)	埋深 (H)/m	孔隙度 (ϕ)	偏差 系数(Z)	地温 (T)/K	TSR 损耗 程度(N)
状态1 (现今埋深)	0.9	3 333	0.045	0.90	342	
状态2 (最大古埋深)	0.7	5 816	0.031	1.25	447	10%
状态3 (最高古地温)	2.0	5 816	0.015	1.55	447	

3.2.4 威远地区

威远气田震旦系灯影组气藏甲烷平均含量为86.33%, 乙烷含量大多数小于0.2%, 平均为0.118%, 丙烷及其以上的重烃几乎检测不到; H_2S 含量介于0.8%~1.4%, 平均含量为1.067%; CO_2 含量大多数介于4.1%~5.1%, 平均含量为4.63%。威28井灯影组甲烷含量为85.1%, 乙烷含量为0.11%; H_2S 含量为1.3%, (H_2S+CO_2) 含量为6.2%, 酸性气体含量远远小于普光气田和元坝气田。虽然威远气田天然气的 H_2S 含量不高, 但天然气地球化学及 H_2S 的硫同位素特征显示其为TSR成因^[16]。以威28井灯影组气藏为例, 计算得到TSR烃类损耗程度为64%(表4)。

表4 威28井灯影组气藏TSR烃类化学损耗计算参数
Table 4 Calculation parameters of TSR hydrocarbon chemical loss in Dengying gas pool of Well Wei 28

状态	压力系数(f)	埋深(H)/m	孔隙度(ϕ)	偏差系数(Z)	地温(T)/K	TSR损耗程度(N)
状态1 (现今埋深)	1.00	3 205	0.040	0.9	374	
状态2 (最大古埋深)	0.68	6 450	0.027	0.9	493	64%
状态3 (最高古地温)	1.70	6 450	0.030	0.9	493	

4 讨论

本文在建立 TSR 烃类损耗定量评价方法时,将复杂问题进行了相对简单化处理。天然气藏(包括

高 H_2S 气藏)在地质历史时期的 PVT 状态参数受多种因素影响,本文考虑了 TSR、温度演化、压力演化、孔隙演化(包括抬升卸载孔隙回弹)、天然气压缩系数等主要因素,回避了其余的因素(比如差异聚集、 H_2S 的溶解、黄铁矿的形成、方解石的沉淀以及可能的物理散失等),主要原因是这些因素无法体现于定量模型之中,目前仅适合于定性评价。但是,这些因素又可能完全统一于地层流体压力系数的变化之中,因此从机理上讲,仍然是合理的。

应用本文建立的 Zn PVT 状态参数法,开展 TSR 烃类化学损耗评价,评价结果(表5)与天然气组分相对含量反映的 TSR 强度以及实际地质情况基本一致。

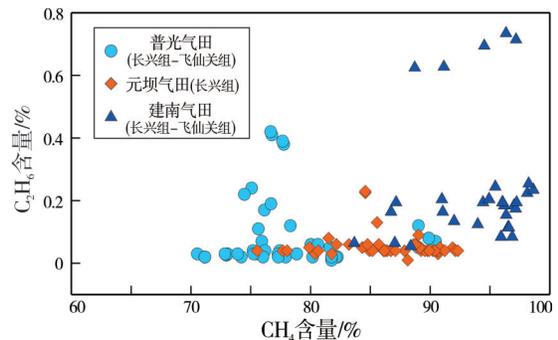
表5 四川盆地含 H_2S 气田代表性钻井 TSR 强度评价表
Table 5 TSR evaluation for representative wells in H_2S -bearing gas fields in Sichuan Basin

气田	代表井	储层层位	储层类型	孔隙度/%	CH_4 含量/%	H_2S 含量/%	CO_2 含量/%	TSR 损耗程度
普光	普光2	长兴组—飞仙关组	孔隙型白云岩	8.0	74.20	15.70	9.63	18%
元坝	元坝2	长兴组	孔隙型白云岩	5.0	83.21	4.37	10.96	20%
建南	建16	长兴组—飞仙关组	裂缝—孔隙型白云岩	4.5	86.73	3.36	8.56	10%
威远	威28	灯影组	孔隙型白云岩	4.0	87.25	4.04	0.97	64%

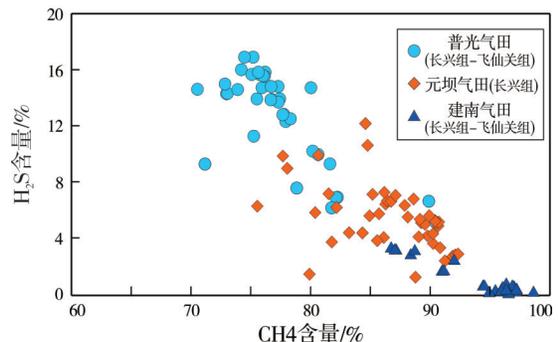
从表5可以看出, H_2S 含量较高时, TSR 肯定较强,但 H_2S 含量低时, TSR 不一定弱,甚至可能很强。普光2井 H_2S 含量较高, TSR 也较强;元坝2井 H_2S 含量明显较普光2井低,但 TSR 强度与之相当甚至稍强;威28井虽然 H_2S 含量低,但 TSR 强度异常高。这些定量评价结果是否可信,在一定程度上可由天然气地球化学参数和实际钻探情况进行验证。

从普光气田、元坝气田、建南气田的甲烷和乙烷含量上看(图5a),普光气田天然气中甲烷含量最低,建南气田甲烷含量最高。元坝气田长兴组气藏虽然甲烷含量比普光气田高,但乙烷含量却比普光气田低,这可能意味着元坝长兴组—飞仙关组的 TSR 比普光长兴组—飞仙关组的 TSR 更强,因为元坝气田的乙烷损耗量更大。建南气田长兴组—飞仙关组的 TSR 在三者之中是最弱的,这与建南气田的乙烷含量相对较高所反映的 TSR 程度一致。

普光气田、元坝气田和建南气田的 H_2S 含量明显不同(图5b)。普光气田长兴组—飞仙关组 H_2S 含量最高(平均为15%~17%),元坝气田长兴组 H_2S 含量次之(平均为6%~8%),建南气田长兴组—飞仙关组 H_2S 含量最低(平均为2%左右)。



(a) 乙烷、甲烷含量交会图



(b) 硫化氢、甲烷含量交会图

图5 四川盆地3个典型含 H_2S 气田乙烷、硫化氢与甲烷含量交会图

Fig. 5 Crossplots of ethane, hydrogen sulfide and methane content in Puguang, Yuanba, and Jiannan gas fields

从 H_2S 含量来看,普光气田长兴组—飞仙关组 TSR 最强,元坝气田次之,建南气田最弱。从乙烷含量看,元坝气田长兴组 TSR 最强,普光气田次之,建南气田最弱。从本文的定量计算结果看,元坝气田长兴组 TSR 最强,普光气田次之,建南气田最弱,与乙烷含量反映的结果一致。这也说明 H_2S 含量不能完全反映 TSR 强度,因为 H_2S 含量不仅与 TSR 强度有关,还与 H_2S 的保存有关。普光气田、元坝气田和建南气田的埋藏史不同(图4),元坝气田长兴组的古埋深最大(7 500~8 500 m),普光气田次之(6 500~7 500 m),建南气田最小(5 500~5 800 m);储层经历的最高古地温也不同,元坝气田长兴组的最高古地温最大(210~230℃),普光气田次之(180~200℃),建南气田最小(170~180℃)。TSR 是受温度控制的,在其他条件基本一致的情况下,温度越高,TSR 越强。可见,本文计算的化学损耗程度与实际地质条件吻合。

威远气田充满度低,压力系数低,不一定是盖层破坏导致的天然气物理散失的结果,可能是 TSR 导致的烃类化学损耗引起的。 $ZnPVT$ 状态参数法计算结果显示威远灯影组气藏 TSR 烃类化学损耗程度达原始气藏储量的 64%。

有的研究者认为,由于威远地区喜马拉雅期的隆升剥蚀作用比高石梯—磨溪地区强度大,因此,高石梯—磨溪地区龙王庙组现今仍然保持一定的超压,压力系数达 1.6,而威远地区为常压,这是保存条件破坏造成天然气散失的结果^[17]。事实上,威远灯影组气藏的盖层物性封闭能力极好,天然气微渗漏损失有限。气藏上覆寒武系九老洞组黑色泥页岩盖层,平均厚度达 400 m,突破压力超过 15 MPa,具备封闭超高压天然气藏的能力,不支持微渗漏散失的认识。根据威远灯影组气藏的面积和储量,并取甲烷通过寒武系九老洞组盖层的扩散系数为 $2.12 \times 10^{-10} \text{ m}^2/\text{s}$,计算得到气藏中的甲烷通过扩散作用全部损失掉所需的时间为 572.62 Ma^[18]。可见,天然气的扩散损失是非常有限的。威远气田地层水化学特征揭示天然气保存条件没有发生破坏:资阳地区 16 口探井的地层水矿化度都在 60~80 g/m³ 之间,而且地层水的变质系数(r_{Na^+}/r_{Cl^-})均在 1.0 左右,反映油气保存条件优越。而强烈的 TSR 引起的大量烃类化学损耗可以很好地解释其低充满度和

低压力系数。威远地区灯影组天然气藏的 TSR 之所以如此强烈,推测可能与气藏的底水特别丰富,初始硫酸根离子含量高,与天然气充分接触参与 TSR 有关。

5 结 论

(1) 四川盆地几乎所有高含 H_2S 气田/气藏,现今都表现为常压,但在地质历史时期普遍存在超压现象,深层—超深层高温条件下海相含膏碳酸盐岩层系中高 H_2S 气藏由超压转变成常压,TSR 烃类损耗是关键。

(2) 利用地层条件下天然气状态参数,尝试建立了 TSR 烃类化学损耗定量评价方法: $ZnPVT$ 状态参数评价法。

(3) 采用 $ZnPVT$ 状态参数法对普光、元坝、建南和威远等气田的 TSR 烃类化学损耗评价结果显示,普光气田长兴组—飞仙关组气藏、元坝气田长兴组气藏、建南气田长兴组—飞仙关组气藏和威远气田灯影组气藏 TSR 烃类损耗分别为原始储量的 18%、20%、10% 和 64%。该项评价结果与实际地质条件相符。

参 考 文 献

- [1] 罗厚勇,王万春,刘文汇. TSR 模拟实验研究与地质实际的异同及可能原因分析[J]. 石油实验地质, 2012, 34(2): 189-193.
- [2] 蔡春芳,李宏涛. 沉积盆地热化学硫酸盐还原作用评述[J]. 地球科学进展, 2005, 20(10): 1100-1105.
- [3] CAI Chunfang, XIE Zengye, WORDEN R H, et al. Methane-dominated thermochemical sulphate reduction in the Triassic Feixianguan Formation East Sichuan Basin, China: towards prediction of fatal H_2S concentrations [J]. Marine and petroleum geology, 2004, 21(10): 1265-1279.
- [4] 朱光有,张水昌,梁英波,等. 川东北飞仙关组高含 H_2S 气藏特征与 TSR 对烃类的消耗作用[J]. 沉积学报, 2006, 24(2): 300-308.
- [5] 袁玉松,郝运轻,刘全有,等. TSR 烃类化学损耗评价: I 主控因素和强度指标分析[J]. 海相油气地质, 2021, 26(2): 97-104.
- [6] 张建勇,刘文汇,腾格尔,等. TSR 对气态烃组分及碳同位素组成的影响: 高温高压模拟实验的证据[J]. 石油实验地质, 2012, 34(1): 66-70.
- [7] 刘全有,金之钧,高波,等. 川东北地区酸性气体中 CO_2 成因与 TSR 作用影响[J]. 地质学报, 2009, 83(8): 1195-1202.
- [8] 刘全有,金之钧,刘文汇,等. 四川盆地东部天然气地球化

- 学特征与 TSR 强度对异常碳、氢同位素影响[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2015, 34(3): 471-480.
- [9] 蔡春芳, 蔡镠璐, 张俊, 等. 川东北飞仙关组甲烷为主的 TSR 及其同位素分馏作用[J]. 岩石学报, 2012, 28(3): 889-894.
- [10] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地天然气特征及气源[J]. 地学前缘, 2006, 13(2): 234-248.
- [11] 刘文汇, 腾格尔, 高波, 等. 四川盆地大中型天然气田(藏)中 H₂S 形成及富集机制[J]. 石油勘探与开发, 2010, 10(5): 513-522.
- [12] STANDING M B, KATZ D L. Density of natural gases[J]. Transactions of the AIME (American Institute of Mining and Metallurgical Engineers), 1942, 146(1): 140-149.
- [13] 王明. 川东北地区气藏流体物性分析与研究[D]. 东营: 中国石油大学(华东), 2014.
- [14] 包友书. 构造抬升剥蚀与异常压力形成[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(6): 684-688.
- [15] 刘德汉, 戴金星, 肖贤明, 等. 普光气田中高密度甲烷包裹体的发现及形成的温度和压力条件[J]. 科学通报, 2010, 55(4/5): 359-366.
- [16] 朱光有, 张水昌, 梁英波, 等. 四川盆地威远气田硫化氢的成因及其证据[J]. 科学通报, 2006, 51(23): 2780-2788.
- [17] 魏国齐, 杜金虎, 徐春春, 等. 四川盆地高石梯—磨溪地区震旦系—寒武系大型气藏特征与聚集模式[J]. 石油学报, 2015, 36(1): 1-12.
- [18] 张林源. 轻烃在盖层中的扩散研究进展及四川威远气田震旦系气藏的扩散破坏估算[J]. 天然气地球科学, 1992(5): 11-16.

编辑:董庸

Evaluation of TSR hydrocarbon chemical loss: II. TSR hydrocarbon loss degree of H₂S-bearing natural gas reservoir in Sichuan Basin

YUAN Yusong, HAO Yunqing, LIU Quanyou, GAO Jian, ZHANG Shouqing

Abstract: In the evaluation of deep-ultra deep oil and gas preservation conditions, not only the physical loss of natural gas should be paid attention, but also the chemical loss of hydrocarbons under high temperature and high pressure should be. Thermochemical sulfate reduction (TSR) is common in gypsum-bearing carbonate systems. The stronger the TSR, the more the loss of hydrocarbons. Hydrocarbon content and drying coefficient, non-hydrocarbon content, acid gas index and carbon/sulfur isotope series indexes can reflect TSR strength to some extent, but it is difficult to meet the needs of quantitative evaluation. Based on the basic geological fact that all gas reservoirs with high H₂S content or strong TSR in Sichuan Basin are normal pressure gas reservoirs, while the adjacent gas reservoirs with low H₂S content and not subjected to TSR are generally overpressure gas reservoirs, it is considered that the chemical loss of TSR hydrocarbon plays a key role in the process of overpressure gas reservoir to normal pressure gas reservoir. Therefore, using the state parameters of natural gas under formation conditions, this paper attempts to establish a quantitative evaluation method of TSR hydrocarbon chemical loss: *ZnPVT* state parameter evaluation method. Taking representative wells in Puguang, Yuanba, Jiannan, and Weiyuan gas fields as examples, the degree of TSR hydrocarbon loss is evaluated. The results show that the TSR hydrocarbon losses of Changxing Formation-Feixianguan Formation gas reservoir in Puguang gas field, Changxing Formation gas reservoir in Yuanba gas field, Changxing Formation-Feixianguan formation gas reservoir in Jiannan gas field, and Dengying Formation gas reservoir in Weiyuan gas field are 18%, 20%, 10%, and 64% of the original reserves respectively. The evaluation result is consistent with the actual geological conditions.

Key words: thermochemical sulfate reduction; ultra-deep; chemical loss of hydrocarbons; quantitative evaluation; oil and gas preservation

YUAN Yusong, First author: PhD, Professor, mainly engaged in tectono-thermal evolution and oil and gas preservation of sedimentary basins. Add: SINOPEC Research Center of Science and Technology, No. 197 Baisha Rd., Changping District, Beijing 102206, China