

川东石炭系天然气富集的水化学条件

徐国盛 刘树根

(成都理工学院“油气藏地质及开发工程”国家重点实验室,四川成都 610059)

张英俊 张龙腾

(西南石油局第十一普查大队,四川绵阳 617000)

据 100 多口井水质分析,川东地区石炭系地层水具有浓度高、正变质程度深的特点。绝大部分地区地层水以氯化钙水型为主,局部存在重碳酸钠和硫酸钠水型。石炭系地层水化学场经历了由同沉积海水 $\rightarrow$ 剥蚀期淋滤水 $\rightarrow$ 埋藏期高矿化度浓缩变质水 $\rightarrow$ 气田伴生水的演化过程。矿化度高值区为天然气聚集的有利区带,氯化钙水型有利于天然气的聚集与保存。当地层水钠氯比 ≤ 0.65 时,一般都含天然气,脱硫系数 < 1 时(膏盐区除外)天然气的保存条件较好。

关键词 石炭系 地下水 特征 油气聚集 川东

第一作者简介 徐国盛 男 35 岁 博士 石油地质

川东地区西起华蓥山,东至七跃山,南靠南川,北抵大巴山,面积约 $5.5 \times 10^4 \text{ km}^2$,地处上扬子地台北缘古斜坡,具有典型的地台型双层结构。地质历史时期,经历了多次剧烈的大规模构造运动,最终形成了褶皱强烈,构造变异复杂,高、中、低潜伏构造穿插分布的雁行式排列的高陡构造格局。石炭系发育不完整,界于上下两个侵蚀面之间,仅有上石炭统黄龙组(C_2h)残留,基本上为一套底部含石膏的浅灰到灰色白云岩、角砾白云岩、角砾灰岩、生物屑灰岩的岩性组合,一般厚 10~60 m。本文以主力产气层石炭系黄龙组(C_2)为主要研究对象,阐述现代水文地质条件与天然气富集的关系。

1 地层水化学特征

据 100 多口井的水质资料分析,川东地区石炭系地层水具有浓度高,正变质程度较深的特点。其最大矿化度比现代海洋水浓缩了 7 倍多。 Cl^- , K^+ , Na^+ 等若干标志离子的含量及水型特征,均说明石炭系储层已进入完全交替停滞带,封闭条件很好,但不同构造仍存在差异(表 1)。

1.1 $\text{K}^+ + \text{Na}^+$

川东地区石炭系地层水中钾、钠含量较高,其中,超过 30 g/L 的分布区为 NW 部的铁山、邻北、福

成寨、板东及相国寺构造北部。另一高值区位于东部的云安厂、高峰场及大池干井构造。而含量小于 20 g/L 的地层水主要分布在区域中部的沙罐坪、七里峡、大天池、黄泥堂、卧龙河及双龙构造一线。

1.2 Cl^- 与矿化度

Cl^- 的含量与矿化度的分布显示出很好的一致性。其值域分为两区一带;一带指北起沙罐坪、邓家坝之间向南经七里峡、大天池间直抵南面的卧龙河、双龙构造区,这一带中石炭系地层水矿化度均在 50 g/L 以下, Cl^- 含量小于 $4 \times 10^4 \text{ mg/L}$,与石炭系水动力场中区域性分水岭分布区相对应;东区是指黄泥堂、南门场、云安厂、梁平向斜、大池干井构造带中北端,石宝寨等构造所在区域,矿化度普遍高于 50 g/L,较多井高达 100~200 g/L, Cl^- 含量大于 $5 \times 10^4 \text{ mg/L}$;西区矿化度高值区集中分布于蒲包山、福成寨、邻北、板桥、座洞崖、张家场西侧等构造所在地, Cl^- 含量超过 $5 \times 10^4 \text{ mg/L}$ 。

1.3 地层水水型

本区石炭系地下水多属氯化钙型,重碳酸钠型也有所发现,局部区块还含有 Na_2SO_4 型,如池 8 井、双 19 井、七里 15 井、七里 5 井、成 9 井、峰 9 井等,但并不代表其属开启性系统,一是因为石炭系中含有膏盐,被地下水溶解;二是处于石炭系尖灭线附近。尖灭线附近,往往岩性致密,多为质纯灰岩,白云岩不发育,起初溶蚀淡化后的地层水被保留下来,与外界隔绝,不易被浓缩。上述这些井要

表 1 川东地区石炭系部分井地层水化学特征参数表

Table 1 The chemical feature parameters of Carboniferous formation water obtained from some wells in east Sichuan

构造名称	井号	pH 值	$\frac{\text{Na}^+}{\text{Cl}^-}$	$\frac{\text{SO}_4^{2-} \times 10^2}{\text{Cl}^-}$	$\frac{\text{Cl}^-}{\text{Mg}^{2+}}$	$\frac{\text{Cl}^-}{\text{Ca}^{2+}}$	$\frac{\text{Mg}^{2+}}{\text{Ca}^{2+}}$	$\frac{\text{Cr}}{\text{Br}^-}$	矿化度	水型
双龙	双 20 井	6.5	0.93	1.75	230.38	21.62	0.094	220.06	24.99	CaCl ₂
双龙	双 21 井	6.5	0.85	0.17	140.99	13.23	0.094	104.18	69.28	CaCl ₂
卧龙河	卧 102 井	6.8	0.12	1.01	3.73	4.15	0.70	Br ⁻ = 0	49.26	CaCl ₂
卧龙河	卧 52 井	5.7	0.01	0.86	6.17	3.32	0.53	Br ⁻ = 0	28.39	CaCl ₂
相国寺	相 25 井	6.0	0.25	0.99	4.56	3.99	0.875	Br ⁻ = 0	0.63	CaCl ₂
相国寺	相 10 井	6.5	0.67	0.13	25.96	7.82	0.30	104.39	48.89	CaCl ₂
大池干井	池 18 井	5.3	0.13	0.05	6.76	3.86	0.399	Br ⁻ = 0	17.03	CaCl ₂
大池干井	池 8 井	7.4	0.88	0.08	219.35	15.24	0.069	268.64	39.75	CaCl ₂
大池干井	池 16 井	6.0	0.85	5.44	65.13	10.49	0.16	Br ⁻ = 0	70.39	CaCl ₂
座洞崖	座 1 井	6.0	0.79	0.44	75.62	9.69	0.13	Br ⁻ = 0	77.76	CaCl ₂
卧龙河	卧 124 井	7.0	0.89	1.85	60.99	12.83	0.21	Br ⁻ = 0	34.18	CaCl ₂
铁山	铁山 2 井	5.0	0.23	0.22	12.62	3.62	0.28	Br ⁻ = 0	143.1	CaCl ₂
板东	板东 6 井	5.5	0.72	0.09	43.35	8.02	0.18	531.12	95.5	CaCl ₂
板东	板东 9 井	6.0	0.89	1.06	107.24	14.04	0.13	Br ⁻ = 0	55.58	CaCl ₂
卧龙河	卧 115 井	6.0	0.97	4.03	188.83	26.12	0.14	Br ⁻ = 0	35.5	CaCl ₂
卧龙河	卧 117 井	5.0	0.89	0.09	103.19	16.67	0.16	Br ⁻ 微	39.51	CaCl ₂

么产高压水, 要么产少量天然气, 一般产量不超过 $1.5 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。

2 地层水化学场演化

2.1 石炭系沉积时期(同生期) 孔隙水特征

川东自早石炭世海水逐渐向板内侵进, 但海侵范围仍限于云阳以东, 主体仍为古陆。晚石炭世早期海水才开始大规模漫进川东南区, 并以 NE 方向的云阳和 NW 方向的广远两地为向海水入侵的通道。来自古特提斯洋和华南边缘海两个策源地的海水由北向南阶梯状向川东扩展, 并发育了向古陆超覆的上石炭统黄龙组蒸发岩和碳酸盐岩。同生期形成的孔隙水具正常浅海至开阔海的海水特征。

2.2 古风化剥蚀期碳酸盐岩淋滤孔隙水特征

晚石炭世的云南运动使川东地区再度隆升为陆, 形成黄龙组顶部高、低不平的古岩溶地貌景观和层内相应的溶蚀洞穴系统, 以及充填洞穴的岩溶角砾岩系。风化剥蚀阶段, 形成岩溶的水源主要由大气降水和地表水补给。大气降水的渗入补给量可以用下式计算

$$V = \alpha f s t$$

式中 V 为补给水量; α 为渗入系数(强岩溶发育

区 $\alpha = 0.3 \sim 0.5$, 岩溶中等发育区为 $0.15 \sim 0.2$); f 为多年平均降雨量(重庆地区为 1.0989 m); s 为岩溶区面积; t 为剥蚀期时间, 石炭系剥蚀期约 15 Ma 。若渗入系数以岩溶中等发育区最小值 (0.15), s 以 $2 \times 10^4 \text{ km}^2$ 计, 川东地区石炭系的补给量为 $4.945 \times 10^{16} \text{ m}^3$, 若将水柱高度表示为 $2.47 \times 10^6 \text{ m}$, 按石炭系原始厚度 60.45 m , 原始孔隙度 37% 计, 大气降水渗入补给量在石炭系中可以交替 10 万次, 因此, 毫无疑问, 它是剥蚀阶段石炭系岩溶作用的最重要水源。

剥蚀期的岩溶作用因阶段不同而异。剥蚀初期, 石炭系孔隙中有大量含 SO_4^{2-} 的沉积水, 它与富含 CO_2 的大气降水混合, 产生混合溶蚀作用。

由于川东地区石炭系沉积层经历了强烈的构造隆升岩溶作用, 导致孔隙中最终充满碳酸盐岩淋滤水。

2.3 埋藏期碳酸盐岩与矿化度浓缩变质孔隙水特征

埋藏期的岩溶作用, 其溶蚀水源主要是地层压释水, 或者叫沉积成因水。据前面计算, 本区石炭系在压实成岩阶段, 可能得到的压释水量为 1096.57 m (以水柱高度计), 它可以完全取代风化剥蚀期渗入

的大气降水, 并且使其更新上百次。在压释水中大约有 97% 来自富含有机质的志留系。随着成岩作用的进程, 有机质裂解, 为地下水提供大量的有机酸, 造成有机溶蚀的水文地球化学环境。

有机酸的溶蚀过程可产生新的 CO_2 , 烃类对碳酸盐的还原作用又给地下水补充 CO_2 , 因此有机酸溶蚀将与碳酸盐溶蚀作用叠加, 从而加速碳酸盐岩溶解, 形成大量的油气储集空间。特别须要指出的是, 有机酸的大量产出是在深埋以后, 有机溶蚀过程与有机质成熟生油阶段相适应时, 这种时空配置对油气储集十分有利。

随着石炭系埋深的加大, 温度不断升高, 孔隙水处于相对停滞状态, 属有热液参与的地层水介质^[1]。温度的进一步升高, 主要发生蒸发浓缩作用。同时, 由于从上一阶段的氧化环境变为还原环境, 发生脱硫作用, 导致石炭系地层中水 SO_4^{2-} 相对含量较低。

总之, 经过埋藏期的岩溶作用, 深埋期的蒸发浓缩、有机溶蚀及脱硫作用, 最终形成碳酸盐岩高矿化度富含金属离子的浓缩变质孔隙水。

2.4 天然气聚集期后形成碳酸盐岩气田水特征

川东地区纵向地层中普遍存在异常高压, 石炭系储层中的天然气一方面主要来自下伏志留系高压气源^[2], 另一方面少部分来自于上覆阳新统高压气源, 高压驱使烃类物质自上、下高压封存箱通过混相涌流的方式进入石炭系储层中, 在石炭系储层中, 由于异常压力差携烃地层水向低势区的圈闭运移聚集。石炭系孔洞发育, 内部连通好, 流体压力(压力系数 1.20 左右)比上、下气源层压力(压力系数 1.80~2.00)小, 当天然气进入石炭系后, 由于压力突然降低, 烃类物质溶解度减小, 发生气水分异

形成石炭系气藏, 而孔隙水流向构造低部位形成与气田伴生的气田水。同时, 地层水携带的一些重金属(如 Fe, Ba, Zn 等), 可以金属化合物、无机物及有机络合物等形式随之运移, 并形成硫化物沉淀。

综上所述, 川东地区石炭系气田水化学演化归纳为下列示意图(图 1)。

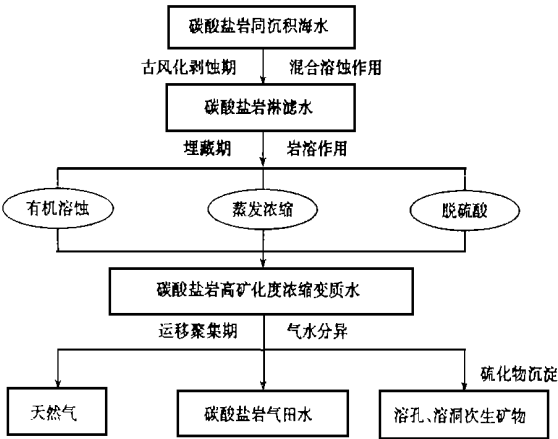


图 1 川东地区石炭系气田水化学场演化示意图

Fig. 1 Sketch map showing the evolution mode of hydrochemical field in Carboniferous gas fields of east Sichuan

3 气藏伴生水特征

川东地区石炭系为纵向上的主力产层, 探明天然气储量占川东总储量的 80% 以上。石炭系气藏是川东地区目前发现的最深的气藏, 平均井深在 4 000 m 以下, 其地层理应属于完全封闭的还原环境。而从石炭系气藏伴生水与室内海水蒸发浓缩曲线对比(图 2), 明显分为两种情况。第一种情况, 地层水在演变过程中富集 Cl^- , Ca^{2+} , Na^+ 与海水平衡, 并消耗 Mg^{2+} , 这一情况是石炭系气藏伴生

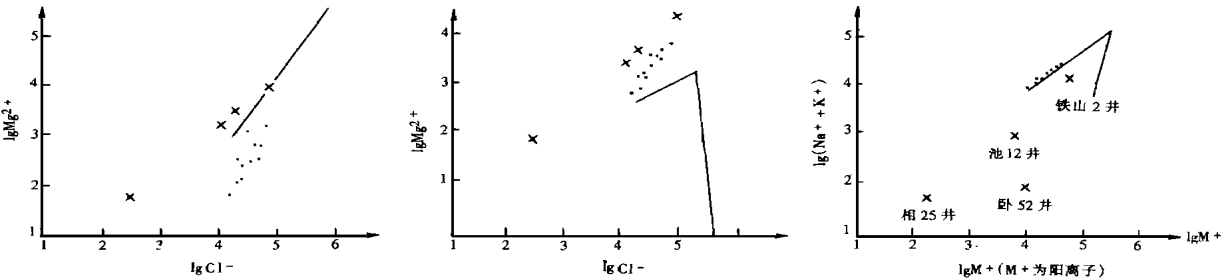


图 2 川东地区石炭系气藏伴生水与室内海水蒸发浓缩曲线比较图

Fig. 2 The comparison of curves between the Carboniferous gas pool associated water in east Sichuan and evaporating change of sea water in the laboratory

• — 第一种情况富集 Cl^- 、 Ca^{2+} 、 Na^+ 与海水平衡, 消耗 Mg^{2+} ; × — 第二种情况富集 Mg^{2+} 、 Ca^{2+} , 消耗 Na^+ 、 Cl^- ;
“—”实线为海水室内蒸发浓缩变化趋势曲线(实验数据引自柯林斯, 1980 年)

水的普遍现象,与上覆的长兴组、飞仙关组^[3]、嘉二段—嘉一段气藏伴生水一致,反映不断浓缩变质的特征。第二情况较为特殊,地层水化学成分在演变过程中富集 Mg^{2+} 和 Ca^{2+} , 消耗 Na^+ 和 Cl^- 。但这并不反映封闭性不佳,而是由于石炭系暴露地表接受溶蚀淋滤水渗入后,又埋于地下使淋滤水保持至今的原因,正是由于淋滤水的混合,在对比曲线上出现了富集 Mg^{2+} 和 Ca^{2+} , 消耗 Na^+ 和 Cl^- 的特点。

4 天然气聚集的地下水化学特征

4.1 矿化度的高值区是天然气聚集有利区

川东地区石炭系地层水的矿化度变化相当大(0.23~207.32 g/L),形成若干分布中心。邻水、垫江、忠县一线以南,矿化度值偏低,一般低于 60 g/L,北缘的雷音铺、七里 5 井、邓 1 井、沙罐坪部分井偏低,一般在 50 g/L 以下。中部地区(开江、开县一线以南,垫江、忠县一线以北)矿化度较高,一般为 100~200 g/L。从勘探情况看,大气田、大气藏均分布于中部高矿化度区域,与纵向上中等压力区相吻合,形成川东地区石炭系中区最有利的天然气聚集区。

4.2 氯化钙型水区有利于天然气藏的聚集与保存

氯化钙型水分布区是区域水动力相对阻滞区,是纵向水文地质剖面上的交替停滞带,由于地下水处于还原环境,发生浓缩和强烈的脱硫作用,因而 SO_4^{2-} 含量很少或不存在, Ca^{2+} 和 Cl^- 相对富集,形成氯化钙型水,这种水化学环境反映了储气圈闭的良好性质,对气藏保存是一种有利条件。川东地区石炭系储层的气藏分布区与氯化钙型水分布区是相吻合的,经统计 95% 以上的天然气藏均分布于 $CaCl_2$ 型水区。但是,氯化钙型水分布区仅反映水文地质封闭条件,并不意味着凡是 $CaCl_2$ 型水分布都能发现油气藏。川东地区高陡构造带主体块部位石炭系产 $CaCl_2$ 型水,但由于主体块两侧封闭性断层阻隔油气的运移,圈闭的捕气面积仅限于狭窄的主体块范围内,只在主体块主高点圈闭内有少许天然气聚集,绝大多数 $CaCl_2$ 型水分布区内无天然气存在。

4.3 主要特征参数与天然气聚集的关系

4.3.1 钠氯比 rNa/rCl

钠氯比同油气聚集成藏无直接关系,但是,它能反映地层水的变质程度和储层水文地球化学环境,博雅尔斯基研究了大量油气田地下水后,将钠

氯系数分为五类,以第三、四、五类为有利于油气保存的水文地球化学环境。

川东地区钻遇石炭系储层近百口井,属于第五类、第四类的井 80%,地层水中 Na/Cl 比值在等于或小于 0.65 时,一般都含有天然气。因此,可将钠氯比值 0.65 作为本区气藏评价的临界指标。

4.3.2 脱硫系数

川东地区石炭系地下水 90 个样品中有 53 个脱硫系数小于 1,即大部分地区脱硫作用比较彻底,对天然气保存有利。系数大于 1 的地区为七里峡、沙罐坪、福成寨、板东、铁山、相国寺和卧龙河等构造的局部地带,由于储层含石膏层,故该值较高,不能说明封闭条件差。

4.4 气田伴生水的水化学指标

油气水在形成过程中,经历了溶滤、交换、浓缩、脱硫酸、脱碳酸及变质等作用,其化学成分异常复杂,元素的浓度差异,尤其在压力和温度差异条件下,更易导致扩散作用的发生,水化学成分在垂直剖面上和平面上呈现有规律的变化。因此,可根据水化学成分变化规律,建立判别含油气性的定量指标。川东地区石炭系储层现今水化学特征指标值可作判别含气性参考(表 2)。

表 2 川东地区石炭系储层气田水判识指标

Table 2 Identification index of gasfield water in Carboniferous reservoirs in east Sichuan

指标	pH 值	Na^+/Cl^-	$\frac{SO_4^{2-} \times 100}{Cl^-}$	Cl^-/Mg^{2+}	Mg^{2+}/Ca^{2+}	水型
取值范围	≤7	<0.65	$\frac{SO_4^{2-} \times 100}{Cl^-}$ 大多 <1	>5.13	<0.3	以 $CaCl_2$ 为主,次为 $NaHCO_3$

上述判别指标,个别也许跟讨论的理论评判值有出入,但在实际应用中综合所有指标值加以判别,则准确程度相当高。为此,可以积极地使用上述各种指标对地层水是否是气田伴生水做出判断,再结合其研究成果以便较快地发现新的更多的天然气藏。

5 结论

(1) 川东地区石炭系地层水具有浓度高,正变质程度较深的特点,其最大矿化度比现代海水浓缩了 7 倍多,说明石炭系储层已进入完全交替停滞带,封闭条件很好。

(2) 川东地区石炭系气田水经历了由碳酸盐岩的同沉积海水→古风化剥蚀期碳酸盐岩淋滤水→

埋藏期高矿化度浓缩变质水的演化过程。

(3) 石炭系地层水变质演变分为两种情况: 第一种情况, 地层水在演变过程中富集 Cl^- 和 Ca^{2+} , Na^+ 与海水平衡, 并消耗 Mg^{2+} ; 第二种情况是富集 Mg^{2+} 和 Ca^{2+} , 消耗 Na^+ 和 Cl^- 。

(4) 地层水矿化度高值区是天然气聚集的有利区; 氯化钙型水区有利于天然气藏的聚集与保存。

地层水中 Na/Cl 比 ≤ 0.65 时, 一般都含有天然气, 脱硫系数 < 1 时, 有利于天然气的保存。

参 考 文 献

1 汪蕴璞. 四川盆地南部水化学场及其成因. 地球科学, 1984, 25(2): 105~118

2 刘树根, 徐国盛, 梁卫, 等. 川东石炭系气藏含气系统研究. 石油学报, 1997, 18(3): 13~22

HYDROCHEMICAL CONDITION OF NATURAL GAS ENRICHMENT
IN EAST SICHUAN CARBONIFEROUS SYSTEM

Xu Guosheng Liu Shugen

(The State Lab. of Oil/Gas Reservoir Geology and Exploration, Chengdu College of Technology, Chengdu, Sichuan)

Zhang Yingjun Zhang Longteng

(11th Exploration Brigade, Southwest Petroleum Bureau, Mianyang, Sichuan)

Abstract

According to the analysis of water quality of more than 100 wells, the formation water of the Carboniferous in east Sichuan possesses high density and high direct metamorphic degree. The formation water in most parts of the study region is CaCl_2 type, and the water in local places is NaHCO_3 and Na_2SO_4 types. The formation water underwent the process of contemporary sea water $\rightarrow$ erosion leaching water $\rightarrow$ condensed metamorphic water with high mineralization in buried stage $\rightarrow$ associated water in gasfield. The places containing high mineralized formation water are favourable for gas accumulation; the places containing CaCl_2 -type water are favourable for gas accumulation and preservation. When Na/Cl ratio of formation water is ≤ 0.65 , natural gas could be found; when desulphuration index is less (except gypsum and rock salt distributed area) than one, gas preservation condition is favourable.

Key Words: Carboniferous system formation water oil-gas accumulation east Sichuan