

伊利石的含量随着深度的增大而升高,而蒙脱石的含量变化则刚好相反。这样,在 2,500~3,200m 之间,出现一个 蒙混层峰值带,蒙混层从无序转化为有序表明,成岩阶段已进入晚成岩期,其出现深度也就大致相当于晚成岩期 A 的起始深度。

薄片观察结果显示,随着深度的增加,方解石由微晶转化为亮晶,其结晶程度与砂岩中杂基含量的多少有关,杂基越多,其结晶程度越低,反之越高。其随着深度的变化呈现出明显的规律,在埋深 3,400m 左右,有一个方解石含量峰值带,最高可达 40% 以上,并可见铁方解石,这是由于方解石交代石英、长石和岩屑颗粒所致;从 3,450m 往下,方解石含量明显呈降低的趋势。

在西部工区的沙河街组地层中,随着深度的增大,次生孔隙逐渐取代了原生孔隙而居于主导地位(埋深范围大致在 2,800m 以下),成为砂岩中的主要孔隙类型。次生孔隙的类型主要是胶结物溶蚀孔

和颗粒溶蚀孔,兼有部分裂隙。在垂向上,次生孔隙的分布表现出明显的分带现象。在 2,850m ~ 3,150m 和 3,450m ~ 3,850m 两个范围内,发育有两个次生孔隙高值带,孔隙度范围分别为 7.0% ~ 18.5% 和 6.5% ~ 17.2% (图 1)。这两个次生孔隙发育带与碳酸盐含量有一定的正相关关系,这主要是有机酸选择性溶解硅酸盐而少溶解碳酸盐所致^[3],其证据是方解石的晶形较好,而长石,尤其是斜长石则大多遭受不同程度的溶解或钠长石化。

2.2 成岩演化序列

综上所述,西部工区沙河街组的成岩阶段主要处于早成岩 B 期 - 晚成岩 B 期 (图 1),估计在埋深大或古热流值较大的区域可能存在晚成岩 C 期,关于这一点尚有待进一步研究。

2.2.1 早成岩 B 期

埋深 < 2,700m, $0.35% < \omega < 0.50%$,即有机质处于未成熟 - 低成熟阶段,开始生油,古地温低于

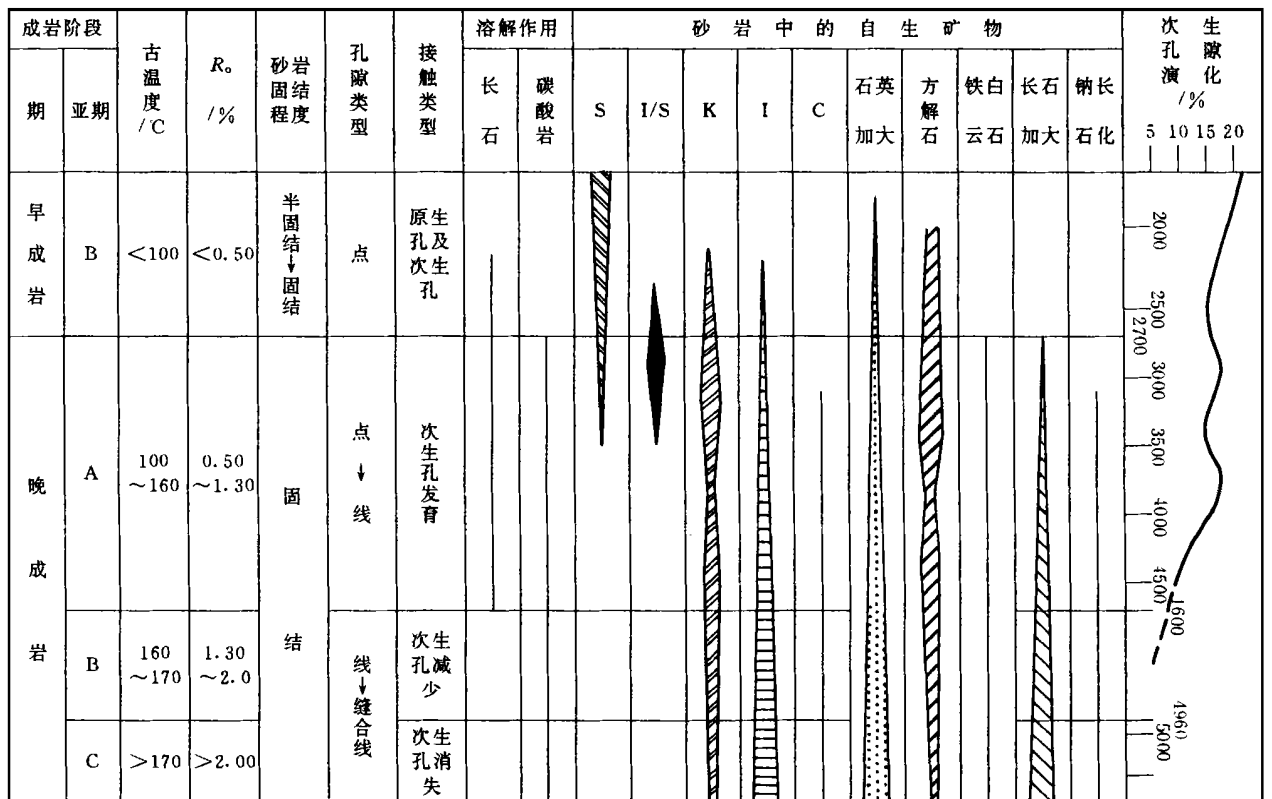


图 1 辽河油田清水 - 鸳鸯沟洼陷沙河街组成岩演化序列图

Fig. 1 The diagenetic evolutive succession of Shahejie Formation at Qingshui

100℃。以机械压实为主,颗粒接触关系主要是点接触类型,孔隙多以原生孔为主,次生孔较少,机械压实乃是影响孔隙度的主要因素。蒙脱石开始大量消失,同时伊利石含量开始快速增加,凝混层开始大量出现,石英开始出现次生加大现象。

2 2 2 晚成岩 A 期

埋深为 2 700~ 4 600m, $0.50\% < \omega < 1.30\%$, 有机质成熟阶段为低成熟 - 成熟,大量生油,古地温为 100~ 160℃左右。在这个阶段,机械压实对孔隙度的影响已明显减弱,随着蒙脱石的消失,伊利石大量生成,石英次生加大现象也趋于多见,可达 II 级左右。方解石含量出现由增加到减少的规律性变化,并开始呈现出亮晶形式和世代现象。另外,在这个成岩阶段,次生孔隙在总孔隙度中占了较大的比例,以各种溶蚀孔为主,裂隙较少见,此时正是沙三和沙四烃源岩大量排烃的时期,由于泥岩的差异压实作用,地层水已从开启性水循环的无机酸水溶液转化为封闭性水循环的有机酸水溶液。埋深在 2 850~ 3 150m 和 3 450~ 3 850m 左右形成两个次生孔隙发育带,使砂岩的储集性能大大改善。

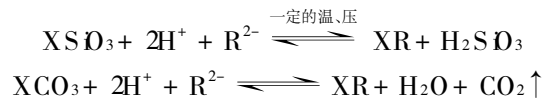
2 2 3 晚成岩 B 期

地层埋深范围在 4 600~ 4 960m, $1.30\% < \omega < 2.00\%$, 有机质为成熟 - 高成熟阶段,开始形成凝析气,古地温为 160~ 170℃。此阶段伊利石含量继续增大,方解石含量减少,高岭石含量呈现出明显的降低趋势,而石英次生加大现象则更加普遍,可达 III 级以上;由于埋深加大,压实作用增强,岩石较致密,次生孔隙减少,未发现足以改善储层性能的次生孔隙发育带。

2 3 成岩控制因素

西部工区内地层受盆地演化旋回性的控制,沙三期末基底回返抬升造成了工区西北缘小面积的地层缺失,但由于总体抬升幅度不大,因此工区内地层在整体上仍属于连续沉积,仅在沙三与沙二之间局部有一较小的沉积间断^[4],在地温和有机质成熟度与埋深的对应关系上,表现为正常地温场和持续埋深的特点。沙三段砂岩多与富含有机质的暗色泥岩呈互层状,在压实作用和有机质演化过程中,暗色泥岩中富含有机酸的水溶液被排入其上下的砂岩中,从而对碎屑岩颗粒成分和胶结物产生溶蚀作用,形成大量的次生孔隙。朱国华曾提出“在一定温度和压力条件下,有机酸对硅酸盐易溶对碳酸盐难溶”的观点^[5],通过该区的研究及与其它盆地的对比与总结,

笔者认为有机酸脱羧基作用对硅酸盐矿物大量溶解,而对碳酸盐不溶或难溶的地温范围在 100~ 130℃,压力系数范围约为 1.2~ 1.3±,这在我国东部许多油田中可以得到证实。从化学反应平衡的理论角度来分析是不难理解的,在“一定温度和压力”条件下,有机酸与硅酸盐和其与碳酸盐发生如下反应:



比较以上两个反应式生成物的相态不难发现:前者无气体生成;而后者有气体生成物 CO₂的存在,压力也随之加大,根据有气态物质参加的化学反应平衡原理,当 CO₂的浓度达到并超过某一临界值,换言之,当系统压力达到并超过某一临界值时,该化学反应就会趋于停止并开始向反方向进行,碳酸盐矿物(方解石和白云石类)就得以在砂岩中保存下来。此外,碳酸盐矿物在中性水介质中具备一定的溶解度,从图 2 上显示的 3 450m 往下,碳酸盐含量显著降低,而孔隙度明显升高的现象来看,下部次生孔隙带的形成还与中性水溶液的循环有关。

综上所述,上、下两个次生孔隙带的成因机理均可能有两种原因:一是中性水溶液的溶解,二是有机酸水溶液的溶解,但从次生孔隙出现的层位及其发育规模来看,后者占居主导地位。

3 牛居 - 青龙台地区沙河街组成岩特征与成岩序列

3 1 成岩特征

该工区内沙河街组有机质演化总体上属于未成熟 - 成熟阶段, ω 在 0.35% ~ 0.89% 之间,随深度增大而升高。由牛深 2 井的古地温变化曲线来看,在 3 200~ 4 000m 之间, ω 的变化梯度明显降低,仅有 0.013% / 100m, 而平均变化梯度为 0.020% / 100m。这表明该段地层经历过一个相对较低的低温的埋藏阶段,这与该地区沙三期末大规模回返上升,致使沙二段大面积缺失的演化历史相符合。而该区沙河街组的地温大约在 60~ 140℃ 之间,与埋藏深度之间存在正相关性,地温演化曲线基本呈一条直线。在 3 000m 以上,地温曲线呈直线形态,地温梯度大致为 3.59℃ / 100 米。

4 结论与讨论

由于盆地演化的不均衡性,导致了盆地西部凹陷的清水-鸳鸯沟洼陷和东部凹陷的东部工区沙河街组地层在成岩特征上存在重大的差异。

4.1 热演化规律

西部工区 ω 范围在 0.22%~2.01% 之间,古地温与深度呈良好的线性相关,而东部工区的 ω 值为 0.28%~0.89%, ω - T 曲线上有一个高斜率段。从成岩阶段与古地温的对应关系来分析,同一个成岩阶段,西部工区的古地温明显高于东部工区。这必然导致其成岩作用的差异,同时也反映了西部凹陷比东部凹陷的拉张强度要大,而且前者地层为持续埋深, ω 与地温的对应性比较规则,呈现良好的正比例关系。后者与之相反,由于在沙河街组地层沉积的过程中基底有过持续的大幅度抬升,造成地层前期经历过冷却尔后温度再上升的现象。然而,地温场高的地区比地温场低的地区产生有机酸的速度要快得多,因而酸溶液浓度也就大得多,单位时间内溶解形成次生孔隙的量也就多^[3],这就对孔隙度的增大产生较为显著的影响。

4.2 砂岩中次生孔隙的发育特征

西部工区沙河街组内部存在两个主要的次生孔隙发育带,而东部工区为 3 个。从其形成机理上来看,西部工区的两个带的形成均以有机酸水溶液对硅质碎屑颗粒和硅质胶结物的溶解为主要原因,兼有中性开启型水循环的影响;东部工区 3 个带的成因相对比较复杂,上部一个带发育于沙二下部-沙三顶部,主要是沙三期末地层受地表淡水淋滤和后期沿不整合面的开启型水循环综合作用的结果,下部两个带位于沙三段地层的中部和下部,其形成主要受富含有机酸的封闭性水循环的控制,与温度和压力的分布具有较好的对应关系。

4.3 成岩阶段

两个工区沙河街组砂岩的成岩阶段均以早成岩

B 期到晚成岩 A 期为主,但西部工区内存在晚成岩 B 期;东部工区仅有早成岩 B 期和晚成岩 A 期两个阶段。

4.4 压力场

区域压力场的差异而使地层水形成循环流动:由于各个地区的压力场高低有别,造成同一储层的不同部位水压有所差异,这就使地层水由高压区向低压区流动成为可能。这种流动作用有的可以使碳酸盐胶结物和颗粒溶解(淡水或有地表淡水补给的地层水),有的可以造成硅质胶结物和颗粒的溶解(由暗色泥岩中排出的有机酸溶液形成的地层水),这都会使砂岩孔隙度呈现增大的趋势,因而对储层的发育是有利的。另外,局部压力场的升高还会使砂岩中出现部分裂隙,可沟通部分砂岩孔隙,从而改善储层物性条件。

综上所述,在进行次生孔发育的评价与预测时,首先应按其形成的成因机理来选择预测的定量指标。在对开启性水循环,尤其是淡水淋滤成因的次生孔隙发育带进行评价时,则应寻找不整合附近的低压或低势区;而就封闭性水循环的有机酸水溶液对硅酸盐矿物溶解所产生的次生孔隙而言,则应将温度 100~130°C 和压力系数 1.2~1.3 作为主要指标来进行评价和预测。

参考文献:

- [1] 郑浚茂,庞明.碎屑储集岩的成岩作用研究[M].武汉:中国地质大学出版社,1989
- [2] 于兴河,郑浚茂,等.构造、沉积、成岩综合一体化模式的建立[J].沉积学报,1997,15(3):8~13
- [3] Surdan R C, et al. Organic-inorganic interactions and sandstones diagenesis[J]. AAPG, 1989, 73(1): 1~23
- [4] 于兴河,张道建.辽河油田东、西部凹陷深层沙河街组沉积相模式[J].古地理学报,1998,1(3):1~10
- [5] 朱国华.碎屑岩储集层孔隙的形成、演化和预测[J].沉积学报,1992,10(3):114~123
- [6] Schmmugan G. Significance of secondary porosity[J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(3): 379~380

$$\begin{aligned}
 & \square\% = > @+ \$ = \square = \square @ < = \square \square \square \square @ = \square + \bigcirc \square \backslash > = \square - \square @ + \square \square + \square + \\
 & + \square \square\% + \% = \square @ - \square \square \square + \square @ \square @ = + \square = \square \square + \square > \bigcirc = \square = \square \square \\
 & > = \square \square = \square @ \square \square \square \backslash \square @ + \square\% = \square @ \backslash @ - \square >
 \end{aligned}$$

YU Xing he¹, ZHANG Dao jian¹, LI Sheng li¹, LEIM ing²,
 GAO Jian jun², SUN Hong bin³, MENG W ei gong³

(1 大庆油田有限责任公司采油二厂地质研究所 大庆 100083, 大庆油田

2 大庆油田有限责任公司采油二厂地质研究所 大庆 100083, 大庆油田

3 大庆油田有限责任公司采油二厂地质研究所 大庆 124010, 大庆油田

+ 1; 2: The development of secondary porosity of sandstones has evidence law at deep burial strata of Shahejie Formation in eastern and western depressions of Liaohe oil field. The eastern depression has three secondary porosity zones in vertical, but western only two. The secondary porosity zone of the second member lower to the third member top of Shahejie Formation, viz the upper secondary porosity, is the result of leached by surface fresh water and integrated process along unconformity interface later period by inorganic acid in open water circulation. The mechanism of lower two zones of secondary porosity is similar to two secondary porosity in western depression which silicate mineral had been made solution by organic acid in seal water circulation. The geological conditions of these two zones forming are following as: temperature is about 100 to 130 Celsius, pressure coefficient is 1.2 to 1.3 around, the phase and depth are during source rock had made abundant expulsion hydrocarbon.

□ 1; 2: Liaohe oil field; deep burial strata; diagenesis; secondary porosity; organic acid

(上接第 323 页)

$$\begin{aligned}
 & \$ = \square = \square @ + \square > \square @ \square @ @ < + \square < = \square \backslash \square \bigcirc \square = \square @ \square @ \square \\
 & \square = \square - \square \square \square @ \square @ \square\% = \square @ + \square @ < \square @ + \square > \$ + \square \\
 & + < < \square \square \square + \square @ \square \square \square \backslash \square + \% = \square @ \backslash @ - \square > \square \square\% = \square + \square @ - + \square @
 \end{aligned}$$

LIGuo zheng

(大庆油田有限责任公司采油二厂地质研究所 大庆 830011, 大庆油田)

+ 1; 2: The Triassic productive intervals of oil and gas in Tahe oil field belong to low resistivity reservoirs. According to the study of logging, geological testing and analytical data, it is considered that lithology, mineralization degree, pore structure, bound water content, conductive mineral, interstitial (colloform) structure, mudstone interbeds and mud performance are important factors directly affecting the formation of low resistivity reservoirs. Also, the practical significance of studying and distinguishing low resistivity reservoirs is suggested.

□ 1; 2: Tahe oil field; the Triassic oil and gas accumulations; low resistivity reservoirs