

文章编号: 1000-0550(2011)01-0088-09

基于成岩储集相定量分类模式确定特低渗透相对优质储层^① ——以 AS 油田长 6₁ 特低渗透储层成岩储集相定量评价为例

宋子齐 王瑞飞 孙颖 景成 何羽飞 张亮 程国建

(西安石油大学西部低渗—特低渗油田开发与治理教育部工程研究中心 西安 710065)

摘要 针对陕北斜坡中部特低渗透储层受沉积环境、成岩作用及构造等因素影响,成岩过程压实和胶结作用强烈,储层储集性能和渗流结构差异大的特点。利用 AS 油田长 6₁ 特低渗透储层成岩储集相定量分类模式圈定相对优质储层,分别进行了区块长 6₁ 砂岩的成岩作用和孔隙演化分析,建立了不同类别成岩储集相定量分类模式与综合评价指标体系。不同类型成岩储集相成岩过程参数演化及其储集、渗流特征明显不同。I、II 类成岩储集相压实孔隙损失率 30.0%~38.1%;胶结孔隙损失率 30.1%~36.0%;溶蚀次生孔隙度增加达 9.7%,平均溶蚀增加孔隙度都在 5.1%~6.5%。它们在低孔、特低渗储层成岩过程中压实、胶结损失孔隙相对较少,溶蚀增加孔隙较多,成为定量评价该区长 6₁ 特低渗透相对优质储层的成岩储集相“甜点”标准。

选用区块各井长 6₁ 样品物性分析及储集空间鉴定结果,沿成岩过程进行孔隙演化分析推演,得出区块长 6₁ 各类井成岩阶段孔隙演化参数。分别利用压实损失孔隙度、胶结损失孔隙度、溶蚀增加孔隙度、孔隙度、渗透率及面孔率等特征性参数,通过灰色理论集成,进行被评价参数与评价指标的矩阵分析、标准化、标准指标绝对差的极值加权组合放大及综合归一分析处理,综合成岩过程中参数演化定量分析的多种信息,筛选出 I、II 类成岩储集相“甜点”。它们主要分布在酸源的湖盆中心下伏烃源岩(生油区)附近,处于三角洲前缘多期水下分流河道叠置部位的有利储集砂体中,成岩过程中压实、胶结损失孔隙度较小,在其有机酸性水形成时期保留了较多原生孔隙,酸性水容易进入并溶解其中易溶的碎屑颗粒及胶结物,次生油沸石和长石溶蚀孔隙发育,形成了该区长 6₁ 特低渗透储层中含油有利区的相对优质储层。

通过上述筛选的优质储层确定出该区湖盆中心向南西方向含油有利区连片的规模和范围,圈定出该区沉积作用、成岩作用、后期构造作用及流体改造作用形成的有利成岩储集成因单元,有效地反映出该区特低渗储层中相对优质储层形成的地质特点,进一步表征了该区特低渗透储层含油有利区的分布规律、延伸方向及非均质性特征。从而,提高了该区储层沉积、成岩特征及其含油有利区分布的认识,为特低渗透油田增储上产提供了有利目标和井区。

关键词 成岩储集相分类 定量分类模式 特低渗透储层 成岩过程 孔隙度演化 次生孔隙度 相对优质储层

第一作者简介 宋子齐 男 1944 年出生 教授 石油地质 E-mail: songziqu0827@126.com

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

AS 油田长 6₁ 储层总体上处于湖泊三角洲前缘亚相水下分流河道及其前缘末端和前三角洲—浅湖等相带中,这些相带中沉积物分选性差,压实作用和胶结作用强烈,在成岩早期就形成低孔、低渗储层^[1~4]。

镜下薄片鉴定表明,该区长 6₁ 储层主要为一套灰绿色中—细粒岩屑质长石砂岩,长石含量 50.24%,石英含量 20.29%,云母含量 7.28%,碎屑总量 88.48%。其中岩屑含量约为 9.67%,以火成岩岩屑和变质岩岩屑为主,其次为沉积岩岩屑。沉积岩岩屑主要为泥岩和粉砂岩岩屑,火成岩岩屑主要为喷发岩和隐晶岩岩屑,变质岩岩屑主要为石英岩和千枚岩、

片岩、板岩岩屑。该区储层具有高长石低石英特点,储层中变质岩柔性岩屑组分较高,易于受压变形和胶结充填,岩性变致密,储集性能较差。

该区长 6₁ 储层填隙物占 11.52%,主要为黏土矿物、碳酸盐胶结物和油沸石矿物,其中绿泥石含量 4.52%,油沸石含量 2.97%,方解石、硅质、长石质、水云母、混层黏土含量相对较小。绿泥石和油沸石都是该区长 6₁ 低孔、特低渗储层重要的填隙物类型,它们对该区储层成岩过程参数演化起着至关重要的作用。

绿泥石按产状可分为薄膜状绿泥石和充填状绿

^①国家自然科学基金项目(批准号:40872087)、中国石油天然气股份有限公司“十二五”科技攻关项目“致密气藏测井采集处理与储层评价技术研究”资助。

泥石。薄膜状绿泥石在长 6_1 储层最发育,它们在成岩作用中一定程度上起到了阻止石英等矿物的次生加大而扩大有效储集空间的建设性作用;充填状绿泥石则对储层的孔喉主要起堵塞、充填的破坏性作用。

浊沸石是一种含水的架状结构铝硅酸盐矿物,在埋藏酸性介质条件下,浊沸石在成岩作用中溶解形成的次生孔隙成为该区长 6_1 储层十分重要的有效储集空间;而浊沸石的破坏性成岩作用则表现在呈片状连晶或斑状连晶大量充填孔隙,甚至交代长石和长石质岩屑。

通过在陕北斜坡沿 25 区块、庄 40 区块砂岩成岩作用和孔隙演化分析^[4],长 6 砂岩目前均处于中成岩 B 期,具有相似的成岩演化阶段,但孔隙度的演化明显不同。其沿 25 块浊沸石溶蚀孔隙为有利储集空间,庄 40 块长石、岩屑溶孔为有利储集空间。在成岩压实过程中,沿 25 块孔隙损失率 40.33%,庄 40 块孔隙损失率 55.45%;胶结过程孔隙损失率:沿 25 块 46.86%,庄 40 块 36.51%;后期溶蚀过程中,沿 25 块次生溶孔占 55.75%,庄 40 块次生溶孔占 73.51%。因此,不同区块及其不同类型成岩储集相带,其成岩过程中孔隙度参数演化和渗流特征不同,溶蚀过程产生次生溶孔的差异较大^[4-6]。为此,研究该区成岩过程参数演化定量分析,基于成岩储集相分类确定特低渗透优质储层,有利于提高特低渗透储层沉积、成岩特征及分布规律和非均质性分布的认识。

1 成岩作用及其孔隙演化分析

1.1 压实、压溶作用

砂岩薄片镜下可见杂基和柔性组分的强烈变形。颗粒之间紧密镶嵌,部分颗粒呈线接触、凹凸接触,造成颗粒的定向和半定向排列。压溶作用造成早期石英次生加大,一方面使粒间孔隙空间减小;另一方面,早期石英的次生加大胶结又妨碍了再压实作用的进行。

压实后砂岩剩余粒间孔隙度主要用于评价压实作用对原生粒间孔的破坏程度。压实后剩余粒间孔隙度(ϕ_2)可根据胶结物含量、粒间孔、溶蚀孔的面孔隙率与物性分析孔隙度的关系求得。这里需要说明的是对于现今孔隙中的胶结物溶孔,其形成过程是先形成胶结物,后期溶蚀是对胶结物的溶蚀。胶结物溶孔所占有的空间是砂岩压实后剩余粒间孔的一部分^[4-6]。

$$\phi_2 = \frac{\text{粒间孔面孔隙率} + \text{胶结物溶孔面孔隙率}}{\text{总面孔隙率}} \times \text{物性分析孔隙度} + \text{胶结物含量}^{[4]} \quad (1)$$

式中,胶结物含量为样品岩矿分析的胶结物百分含量(%);物性分析孔隙度为样品进行物性分析所得到的孔隙度值(%).

$$\text{压实损失孔隙度} = \phi_1 - \phi_2$$

$$\text{压实孔隙度损失率} = (\phi_1 - \phi_2) / \phi_1$$

1.2 胶结、交代作用

区块长 6_1 段储层常见的胶结物有碳酸盐、黏土矿物、石英、长石次生加大和浊沸石胶结物^[6-10]。

碳酸盐胶结作用:主要是方解石、铁方解石胶结充填。镜下薄片观察,方解石呈孔隙状充填,形成时间与浊沸石同时或稍晚,铁方解石析出比方解石及浊沸石晚,在水下分流河道顶部形成胶结交代致密层,其形成与浊沸石的大量溶蚀有关。

黏土矿物胶结:从 X-衍射分析可知,该区长 6 段储层黏土矿物种类主要有绿泥石、伊/蒙混层(混层比 < 10)、伊利石。其中绿泥石占黏土矿物总量的 80.54%;其次为伊利石,平均含量为 14.43%。伊/蒙混层含量 5.03%。另外,随埋深的增加,绿泥石含量逐渐增加,伊/蒙混层矿物逐渐减小。

石英、长石的次生加大:石英、长石次生加大在区块长 6_1 段储层中比较常见。石英、长石加大后改变了储层的孔隙结构,使喉道变成片状、弯片状或收缩状,严重影响了地下流体的渗流,使储层的渗透性变差。

浊沸石胶结:浊沸石胶结物呈斑状分布,充填在孔隙中。含量最高为 17%。从胶结特征看,浊沸石的成因可能与钙长石的钠长石化及长石的溶蚀有关。浊沸石被溶蚀形成浊沸石溶孔,使储层的储集性能得到改善。

交代作用和矿物的转化:在电镜下可见石英、长石和浊沸石等颗粒被碳酸盐及黏土矿物等交代,石英常被方解石交代,长石被黏土矿物交代而向高岭石转化。

砂岩压实、胶结、交代后的剩余粒间孔隙度(ϕ_3)即为物性分析孔隙度中粒间孔隙所具有的孔隙度。

$$\phi_3 = \frac{\text{粒间孔面孔隙率}}{\text{总面孔隙率}} \times \text{物性分析孔隙度}^{[4]} \quad (2)$$

$$\text{胶结、交代损失孔隙度} = \phi_2 - \phi_3$$

$$\text{胶结、交代孔隙度损失率} = (\phi_2 - \phi_3) / \phi_1$$

1.3 溶蚀作用

砂岩薄片及扫描电镜下可见碎屑颗粒(石英、长

石)、基质、胶结物受到程度不等的溶蚀,形成次生溶孔。随着有机质的成熟,大量酸性水进入储层,导致浊沸石溶蚀形成浊沸石溶孔。正是由于强烈的溶蚀作用使砂岩孔隙结构发生变化,次生孔隙发育^[10-13]。

次生孔隙度(ϕ_4)是指总储集空间中溶蚀孔所占的那部分储集空间。

$$\phi_4 = \frac{\text{溶蚀孔面孔率}}{\text{总面孔率}} \times \text{物性分析孔隙度}^{[4]} \quad (3)$$

2 成岩储集相定量分析模式与综合评价指标体系

2.1 建立成岩储集相成岩过程参数演化定量分析模式

相对优质储层是指在普通低孔、低渗储层中发育物性相对较好的有效储层,相对优质储层孔隙度、渗透率没有一个固定范围,它可以根据不同研究区储层特征、产油气状况及成岩过程中参数演化确定。在该区特低渗长 6_1 储层中,优质储层一般指孔隙度大于12%、渗透率大于 $2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 、且在成岩过程中具有使储层物性相对较好的成岩演化参数的有效储层。

在该区长 6_1 储层来自北东方向同一物源体系内,优质储层平面分布主要受三角洲前缘有利沉积微相带控制。特别是多期高能分流河道叠置形成单渗砂层能量厚度很大的部位,储层溶蚀作用强,其岩性、物性都比较好。它们在成岩过程有机酸性水形成时

期保留了较多原生孔隙,酸性水容易进入并溶解其中易溶的碎屑颗粒和胶结物,产生大量次生溶蚀孔隙,形成相对优质的有效储集层^[13-16]。为此,笔者针对上述低孔、低渗储层成岩过程孔隙演化分析和相对优质储层形成的沉积—成岩地质因素,采用成岩过程参数演化综合定量分析方法,在该区低孔、特低渗透长 6_1 储层中利用成岩储集相“甜点”筛选相对优质储层。

未固结砂岩初始孔隙度(ϕ_1) (湿砂在地表条件下的分选系数与孔隙度的关系)^[17,18]:

$$\phi_1 = 20.91 + 22.90/S_0 \quad (4)$$

式中 S_0 —特拉斯克分选系数 [$\text{Trask} = (Q_1/Q_2)^{1/2}$];

Q_1 —第一四分位数,即相当于25%处的粒径大小;

Q_2 —第三四分位数,即相当于75%处的粒径大小。

不同类型成岩储集相带,其成岩过程中孔隙度参数演化和渗流特征明显不同,我们采用灰色理论筛选成岩储集相“甜点”的分类分析方法^[19,20]。利用区块代表性11口井的长 6_1 样品物性分析及储集空间鉴定结果,进行计算初始孔隙度34.9%,沿上述成岩过程进行孔隙演化分析推演,划分该区低孔、特低渗储层成岩储集相I、II、III、IV类,给出了储层各成岩储集相的各成岩阶段孔隙度演化(这里取平均值)值(表1)。

表1 AS油田长 6_1 储层成岩储集相各成岩演化阶段孔隙度演化指标范围

Table 1 Porosity evolution index limitation of Chang 6 reservoir diagenetic facies at different diagenetic stage in AS oilfield

成岩储集相	井号	层位	初始	压实损失	压实	胶结损失	胶结	溶蚀作用	晚期胶结	晚期胶结	岩芯分析	岩芯分析	岩芯分析
			孔隙度	孔隙度	损失率	孔隙度	损失率	增加孔隙度	损失孔隙度	损失率	孔隙度	渗透率	面孔率
			1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	$/10^{-3} \mu\text{m}^2$	1%
I类	塞6	长61	34.9	14.7	42.4	12.1	34.7	9.7	2.2	6.3	15.48	2.76	8.05
	王17-8	长61	34.9	11.6	33.2	10.5	30.1	5.1	2.3	6.6	15.58	3.97	8.54
	王23-9	长61	34.9	5.0	14.3	15.1	43.3	4.6	2.4	6.9	17.00	5.32	10.20
	平均	长61	34.9	10.4	30.0	12.5	36.0	6.5	2.3	6.6	16.00	4.00	8.90
II类	杏4-5	长61	34.9	12.7	36.4	11.0	31.5	5.2	1.7	4.9	14.73	2.55	7.10
	王16-22	长61	34.9	12.6	36.1	12.2	34.9	5.2	1.9	5.4	13.40	3.09	6.69
	侯24-12	长61	34.9	14.6	41.8	8.4	24.0	4.8	2.4	6.9	14.30	3.70	7.94
	平均	长61	34.9	13.3	38.1	10.5	30.1	5.1	2.0	5.7	14.14	3.11	7.24
III类	塞190	长61	34.9	15.2	43.6	9.1	26.1	3.9	1.4	4.0	13.17	2.57	6.83
	侯22-13	长61	34.9	14.3	41.0	10.6	30.4	4.8	1.3	3.7	13.52	2.66	7.00
	侯20-19	长61	34.9	14.8	42.4	13.7	39.3	4.4	1.3	3.7	9.50	1.00	5.91
	平均	长61	34.9	14.8	42.3	11.1	31.9	4.3	1.3	3.8	12.00	2.00	6.50
IV类	侯8-24	长61	34.9	17.8	51.1	11.0	31.5	4.6	1.4	4.0	9.30	0.50	5.80
	王23-25	长61	34.9	14.2	40.7	12.3	35.2	3.8	1.3	3.7	10.90	0.70	6.01
	平均	长61	34.9	16.0	45.9	11.7	33.4	4.2	1.4	3.8	10.10	0.60	5.90

I 类成岩储集相以区块塞 6、王 17-8、王 23-9 等井区为代表, 储层岩芯面孔率达 8.9%, 渗透率 $4.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类成岩储集相带以初始孔隙度 34.9% 算起, 压实过程损失了 10.4% 的孔隙度, 压实后剩余孔隙度为 24.5%, 压实过程孔隙损失率为 30.0%。以绿泥石、碳酸盐及硅质胶结造成 12.5% 的孔隙度损失, 胶结过程孔隙度损失率 36.0%。压实、胶结后剩余 12.0% 的原生粒间孔隙度。后期溶蚀作用贡献了 6.5% 的孔隙度。溶蚀后, 含铁碳酸盐(铁方解石、铁白云石) 胶结造成 2.3% 的孔隙度损失, 含铁碳酸盐胶结孔隙度损失率 6.6%。合算目前平均孔隙度 16.0%。该类成岩储集相主要分布多期叠置单砂层能量厚度很大的水下分流河道主体部位, 处于临近生油区和酸源的有利储集相带的中—细粒长石砂岩中, 砂体中成岩过程参数演化定量分析给出的低压实、低胶结和强溶蚀作用特征。特别是次生孔隙发育, 溶蚀增加孔隙度可高达 9.7%, 具有较好的孔隙结构和渗流、储集能力, 成为该区特低渗储层中筛选相对优质储层的“甜点”。

II 类成岩储集相以区块杏 4-5、王 16-22、侯 24-12 等井区为代表, 储层岩芯面孔率 7.2%, 渗透率 $3.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类成岩储集相以初始孔隙度 34.9% 算起, 压实过程损失了 13.3% 的孔隙度, 压实后剩余孔隙度为 21.6%, 压实过程孔隙损失率为 38.1%。以绿泥石、碳酸盐及硅质胶结造成 10.5% 的孔隙度损失, 胶结过程孔隙损失率 30.1%。压实、胶结后剩余 11.1% 的原生粒间孔隙度。后期溶蚀作用贡献了 5.1% 的孔隙度, 加上后期含铁碳酸盐胶结又造成 2.0% 的孔隙度损失, 含铁碳酸盐胶结孔隙度损失率 5.7%, 合计目前平均孔隙度 14.1%。该类成岩储集相主要分布在 I 类成岩储集相四周及其水下分流河道延伸单渗砂层连片的中—细粒长石砂岩中, 砂体中成岩过程参数演化定量分析给出的相对较低压实、较低胶结和较强溶蚀作用特征, 反映储层次生孔隙仍较为发育, 具有相对较好的孔隙结构和渗流、储集能力, 它们也成为该区特低渗储层筛选相对优质储层的“甜点”。

III 类成岩储集相以区块塞 190、侯 22-13、侯 20-19 等井区为代表, 储层岩芯面孔率 6.5%, 渗透率 $2.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类成岩储集相以初始孔隙度 34.9% 算起, 压实过程损失了 14.8% 的孔隙度, 压实过程孔隙损失率 42.3%。以绿泥石、碳酸盐及硅质胶结造成 11.1% 的孔隙度损失, 胶结过程孔隙损失率

31.9%。后期溶蚀作用贡献了 4.3% 的孔隙度, 加之后期含铁碳酸盐胶结又造成 1.3% 的孔隙度损失, 合计目前平均孔隙度 12.0%。该类成岩储集相主要分布在 I 类、II 类成岩储集相沿水下分流河道的延伸或河道前缘河口坝及其边缘, 砂体中成岩过程参数演化定量分析给出较高压实、胶结和较弱溶蚀作用特征, 反映储层具有相对较差的孔隙结构和渗流、储集能力。

IV 类成岩储集相以区块侯 8-24、王 23-25 等井区为代表, 储层岩芯面孔率 5.9%, 渗透率 $0.6 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。该类成岩储集相以初始孔隙度 34.9% 算起, 压实过程损失了 16.0% 的孔隙度, 压实过程孔隙损失率 45.9%。以绿泥石、碳酸盐及硅质胶结造成 11.7% 的孔隙度损失, 胶结过程孔隙度损失率 33.3%。后期溶蚀作用贡献了 4.2% 的孔隙度, 加上后期含铁碳酸盐胶结又造成 1.4% 的孔隙度损失, 合计目前平均孔隙度 10.1%。该类成岩储集相主要分布在 I、II、III 类储层周围及其边缘地带, 砂体中成岩过程参数演化定量分析给出了较高压实、胶结和弱溶蚀作用特征, 反映储层孔隙结构和渗流、储集能力差。

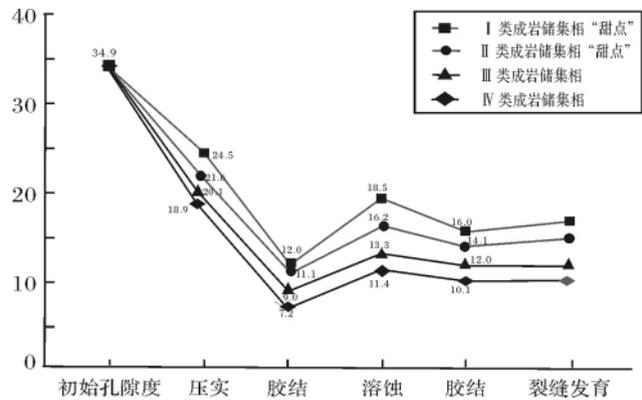


图 1 成岩储集相各成岩演化阶段孔隙演化模式图
Fig. 1 Porosity evolution of each diagenetic facies at different diagenetic stage

通过对该区长 6₁ 储层四类成岩储集相孔隙度演化过程的反演, 得出各类成岩储集相各成岩阶段孔隙度演化模式^[19~21] (图 1)。

从上述四类成岩储集相成岩过程中孔隙演化过程反演的定量分析及其相应图 1 模式可以看出, 该区长 6₁ 储层强烈的压实作用和胶结作用是形成低孔、特低渗储层的关键, I、II 成岩储集相成岩过程参数演化给出了相对较低压实、胶结和较强的溶蚀作用特征, 反映储层具有明显较好的孔隙结构和渗流、储集特征, 成为该区特低渗透储层筛选相对优质储层的成

岩储集相“甜点”。

2.2 成岩储集相分类的综合评价指标体系

利用上述各项单一参数值不能准确表征储层成岩储集相分类,例如压实损失孔隙度大和溶蚀增加孔隙度小都有可能成岩储集相变差。因此,利用灰色理论集成,综合利用上述成岩过程各项参数对油田长 6_1 储层成岩储集相进行统计^[19~21],采用统计平均数据列为岩石成岩储集相评价划分指标:

$$X_{oi} = \{X_{oi}(1), X_{oi}(2), \dots, X_{oi}(n)\} \quad (5)$$

式中 X_{oi} 为统计平均数据列; i 为 $1, 2, \dots, n$ 。

在计算上述各评价参数和划分指标后,根据该区区长 6_1 成岩储集相分布特征及其“甜点”筛选分析方法,利用参数指标准确率与分辨率的组合分析对各项参数赋予不同权值。压实、胶结和溶蚀作用在筛选“甜点”中起决定性作用,分别赋予较大权重,渗透率、孔隙度、面孔率是形成低渗透储层根本原因,它决定着成岩作用的类型和强度,分别赋予相应权重,并根据油田不同成岩储集相反映出“敏感”程度进行参数统计分析,建立起研究区长 6_1 特低渗透储层成岩储集相及其“甜点”综合评价的6类参数指标及权值^[20~22](表2)。

表2 AS油田长 6_1 成岩储集相及其“甜点”综合评价指标体系

Table 2 Comprehensive evaluation indicator of Chang 6_1 reservoir diagenetic facies and “dessert” in AS oilfield

特征性参数	储层成岩储集相评价标准				权值
	I类(甜点)	II类(甜点)	III类	IV类	
压实损失孔隙度/%	10.4	13.3	14.8	16.0	1.8
胶结损失孔隙度/%	12.5	10.5	11.1	11.7	1.6
溶蚀作用增加孔隙度/%	6.5	5.1	4.3	4.2	1.9
渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	4.0	3.1	2.0	0.60	1.5
孔隙度/%	16.0	14.1	12.0	10.1	1.4
面孔率/%	8.9	7.2	6.5	5.9	1.3

表中I、II类成岩储集相成岩过程压实和胶结损失孔隙度相对较小,溶蚀作用增加孔隙度较大,其综合效应使储层物性相对较好的成岩参数演变影响大,反映储层具有相对较好的孔隙结构及其孔隙度、渗透率指标,成为该区特低渗储层筛选相对优质储层的成岩储集相“甜点”的标准。

3 成岩储集相分类及“甜点”筛选的综合评价方法

利用区块100多口井长 6_1 样品物性分析及储集

空间鉴定结果,沿上述成岩过程进行孔隙演化分析推演,得出区块长 6_1 各类井成岩阶段孔隙演化参数。采用灰色理论成岩储集相及其“甜点”综合评价指标体系,分别压实损失孔隙度、胶结损失孔隙度、溶蚀增加孔隙度、渗透率、孔隙度和面孔率,进行被评价数据的综合分析处理。采用矩阵分析、标准化、标准指标绝对差的极值加权组合放大技术^[21~22],计算灰色多元加权系数:

$$P_i(k) = \frac{\min_{i,k} \Delta_i(k) + A \max_{i,k} \Delta_i(k)}{\max_{i,k} \Delta_i(k) + \Delta_i(k)} \quad (6)$$

$$\text{其中 } \Delta_i(k) = |X_o(k) - X_i(k)| \quad (7)$$

上述两式 $P_i(k)$ —数据 X_o 与 X_i 在 k 点(参数)的灰色多元加权系数;

$\min_{i,k} \Delta_i(k)$ —标准指标两级最小差; $\max_{i,k} \Delta_i(k)$ —标准指标两级最大差; $\Delta_i(k)$ —第 k 点 X_o 与 X_i 的标准指标绝对差; $Y_o(k)$ —第 k 点(参数)的权值; A —灰色分辨系数。

从而可以得出灰色加权系数序列

$$P_i(k) = \{P_i(1), P_i(2), \dots, P_i(n)\} \quad (8)$$

由于系数较多,信息过于分散,不便于优选,采用综合归一技术,将各点(参数)系数集中为一个值,其表达式:

$$P_i = \frac{1}{\sum_{k=1}^n Y_o(k)} \sum_{k=1}^n P_i(k) \quad (9)$$

式中 P_i 即为灰色多元加权归一系数的行矩阵。

最后,利用矩阵作数据列处理后,采用最大隶属原则:

$$P_{\max} = \max\{P_i\} \quad (10)$$

作为灰色综合评价预测结论,并根据数据列(行矩阵)的数据值,确定评价结论精度及可靠性。

从而,利用灰色理论集成和综合上述低孔、低渗储层成岩过程参数演化定量分析的多种信息,实现了对该区区长 6_1 特低渗储层成岩储集相及其“甜点”的综合评价和定量分析^[21~23],确定和划分出有效储集层分布和特征。

4 基于成岩储集相定量分类确定特低渗透相对优质储层

从该区区长 6_1 灰色理论储层成岩储集相及其“甜点”定量评价成果图可以看出(图2),I类成岩储集

相“甜点”分布在王窑区块中部塞6—塞29井区,侯市区块中部的塞37、塞73井区,以及杏河区块西南部的杏13-010—塞173井区。该类长 6_1 储层处于单渗砂层能量厚度很大的水下分流河道中有利储集砂体中,成岩过程中压实和胶结损失孔隙度相对较小,储层中保留着较高的残余粒间孔隙。特别是次生孔隙发育,在临近生油区和酸源的成岩相带中,浊沸石和长石溶蚀强烈且溶孔发育。其单渗砂层厚度大,物性好,但面积小,连续性差,多呈较小团块、豆荚状分布在叠置河道中央、交汇、转折和叠置河口坝处,含油状况好,试油产量均大于10 t/d以上。

II类成岩储集相“甜点”在平面上分布面积增大,分布在I类成岩储集相“甜点”四周及河道延伸区域,包括王窑区块中部及其西南王窑、侯市连片区域,以及侯市区块西南塞163—塞185井区一带,杏河区块则从北部塞113—塞100—镰12井区沿西南方向主河道发育区延伸。成岩过程中压实和胶结损失孔隙度较小,储层中保留一定残余粒间孔隙。因主要范围临近但离开油源分布区,成岩过程中浊沸石、长石、碳酸盐等充填矿物溶蚀不够彻底,残余一部分浊沸石。其成岩过程依然形成以残余粒间孔、浊沸石、碳酸盐溶孔为主,构成了仅次于中部浊沸石强溶带的又一类长 6_1 优质储层。其单渗砂层厚度较大,物性较好,连续性也变好,多呈窄长条带、团块状分布在叠置河道中央主体延伸部位和叠置河口坝处,试油产量均大于5 t/d以上。

III类成岩储集相则主要分布在侯市区块中部及王窑、侯市区块西南延伸的河道区域范围内,部分分布在王窑区块北东塞1、塞14、陕137井区以及中部塞170井区。它们一般处于分流河道或侧翼延伸、河口坝及其边缘,成岩过程中压实和胶结损失孔隙度较大,主要范围远离油源分布区,浊沸石、碳酸盐充填矿物溶蚀较差,残留浊沸石较多,反映储层孔隙结构及其渗流和储集特征总体较差。

IV类成岩储集相则分布在该区长 6_1 储层四周。一般都处于主河道周围及边缘,以及该区北部漫堤砂泥岩和西南分流河道延伸前缘的席状砂沉积区,它们分布面积大,但反映储层孔隙结构及其渗流和储集特征差。

图中筛选出的I、II类成岩储集相“甜点”分布面积、发育规模和范围相对较小,但它们具有相对优质储层的孔隙结构和渗流、储集能力,集中地反映出该区特低渗透储层中相对优质储层及其含油有利区

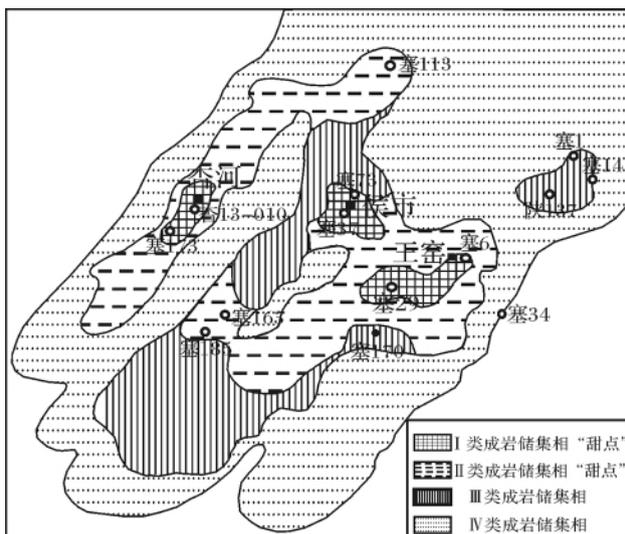


图2 AS油田长 6_1 储层成岩储集相定量评价及其“甜点”分布成果图

Fig. 2 Quantitative evaluation and “dessert” distribution of Chang 6_1 reservoir in AS oilfield

形成的地质特点^[23~25]。这些储层的形成与中成岩早期有机酸性水的溶蚀作用密切相关,它们主要分布在靠近湖盆中心的中期基准面的中下部高能叠置分流河道形成单渗砂能量厚度大的主体部位。其酸性水主要来源于湖盆中心下伏的烃源岩,酸性水主要沿着有利的叠置型水下分流河道运移。从而,在临近生油区和酸源多期叠置水下分流河道有利储集砂体中,成岩过程中压实和胶结损失孔隙度较小(压实损失孔隙度10.4%~13.3%,胶结损失孔隙度10.5%~12.5%),它们在有机酸性水形成时期保留了相对较高的残余粒间孔隙,形成了酸性水运移通道,酸性水容易进入并溶解其中易溶的碎屑颗粒和胶结物,产生大量次生浊沸石、长石溶蚀孔隙,溶蚀作用增加孔隙度可达9.7%,平均增加孔隙度5.1%~6.5%,形成了控制和圈定该区特低渗储层含油有利区的相对优质储层。这些优质储层反映出湖盆中心向南西方向含油有利区连片的规模和范围,而且勾画出湖盆中心油藏与南西部油藏延伸趋势、形态和特征。

5 结论

(1) 成岩储集相“甜点”是多种地质作用的综合反映,是沉积作用、成岩作用、后期构造作用和流体改造作用形成的有利成岩储集成因单元,它们具有相对优质储层的渗流、储集及含油气能力,集中地反映出该区特低渗储层中相对优质储层形成的地质特点。

利用成岩储集相“甜点”筛选特低渗储层中的优质储层,进一步深化了低孔、特低渗储层表征,提高了该区储层沉积、成岩特征及其含油有利区分布的认识,为该区特低渗油田增储上产提供有利目标和井区。

(2) 基于 AS 油田长 6₁ 特低渗透储层成岩储集相“甜点”筛选相对优质储层,分别进行区块长 6₁ 砂岩的成岩作用和孔隙演化分析,建立了区块长 6₁ 储层成岩储集相综合评价指标体系。不同类型成岩储集相成岩过程参数演化及其储集、渗流特征明显不同,Ⅰ、Ⅱ类成岩储集相压实损失孔隙度 10.4% ~ 13.3%,胶结损失孔隙度 10.5% ~ 12.5%,后期溶蚀次生孔隙度增加可达 9.7%。成岩过程中压实、胶结损失孔隙度相对较少,溶蚀增加孔隙度较多,形成了该区长 6₁ 特低渗透储层筛选相对优质储层的“甜点”。

(3) 在特低渗透储层中利用成岩储集相筛选相对优质储层,实质上是利用灰色理论成岩储集相定量评价的分类原则和评价方法,分别压实损失孔隙度、胶结损失孔隙度、溶蚀增加孔隙度及其低孔、低渗储层渗透率、孔隙度、面孔率对成岩过程参数演化给出不同角度的定量评价。通过区块各井长 6₁ 样品的薄片计点统计分析方法进行孔隙演化分析推演,筛选出Ⅰ、Ⅱ类成岩储集相“甜点”。它们在成岩过程中压实和胶结损失孔隙度较小,溶蚀作用增加孔隙度较多,形成了低孔、特低渗储层中控制和圈定含油有利区的优质储层。这些优质储层划分出湖盆中心向南西方向含油有利区连片的规模和范围,集中地反映出该区特低渗储层含油有利区的分布规律、延伸方向及非均质性特征。

参考文献 (References)

- 1 宋子齐,程国建,王静,等.特低渗透油层有效厚度确定方法研究[J].石油学报,2006,27(6):103-106 [Song Ziqi, Cheng Guojian, Wang Jing, *et al.* Determination of effective thickness for oil reservoirs with extra-low permeability [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2006, 27(6): 103-106]
- 2 蒋凌志,顾家裕,郭斌程.中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J].沉积学报,2004,22(1):13-18 [Jiang Lingzhi, Gu Jiayu, Gu Bincheng. Clastic rock low permeability reservoir characteristic & diagenetic mechanism of petroliferous basin in China [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2004, 22(1): 13-18]
- 3 宋子齐,程国建,杨立雷,等.利用测井资料精细评价特低渗透储层的方法[J].石油实验地质,2006,28(6):595-599 [Song Ziqi, Cheng Guojian, Yang Lilei, *et al.* A method for fine evaluation in ultra-low permeability reservoirs using logging data [J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2006, 28(6): 595-599]

- 4 王瑞飞,陈明强.储层沉积—成岩过程中孔隙度参数演化的定量分析[J].地质学报,2007,81(10):1432-1437 [Wang Ruifei, Chen Mingqiang. Reservoir sedimentation-quantitative analysis of porosity parametric variation in diagenetic process [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2007, 81(10): 1432-1437]
- 5 郑俊茂,赵省民,陈纯芳.碎屑岩储层的两种不同成岩序列[J].地质论评,1998,44(2):207-212 [Zheng Junmao, Zhao Shengmin, Chen Chunfang. Two different diagenetic successions of clastic rock reservoirs [J]. *Geological Review*, 1998, 44(2): 207-212]
- 6 罗静兰,刘小洪,林潼,等.成岩作用与油气侵位对鄂尔多斯盆地延长组砂岩储层物性的影响[J].地质学报,2006,80(5):664-673 [Luo Jinglan, Liu Xiaohong, Lin Tong, *et al.* Impact of diagenesis and hydrocarbon emplacement on sandstone reservoir quality of the Yanchang Formation (Upper Triassic) in the Ordos Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2006, 80(5): 664-673]
- 7 宋子齐,白振强,陈荣环,等.陕北斜坡东部低渗透储集层有利沉积相带[J].新疆石油地质,2004,25(6):588-591 [Song Ziqi, Bai Zhenqiang, Chen Ronghuan, *et al.* Favorable depositional facies of low permeability reservoir in eastern Shanbei Slope [J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2004, 25(6): 588-591]
- 8 柳益群,李文厚.陕甘宁盆地东部上三叠统含油长石砂岩的成岩特点及孔隙演化[J].沉积学报,1996,14(3):88-96 [Liu Yiqun, Li Wenhou. Diagenetic characteristics and porosity evolution of the oil-bearing Arkoses in the upper Triassic in the eastern Shaan-Gan-Ning Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 1996, 14(3): 88-96]
- 9 柳益群,李文厚,冯乔.鄂尔多斯盆地东部上三叠统含油砂岩的古地温及成岩阶段[J].地质学报,1997,71(1):65-74 [Liu Yiqun, Li Wenhou, Feng Qiao. Palaeotemperatures and diagenetic stage of the upper Triassic oil sandstones in the eastern Ordos basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 1997, 71(1): 65-74]
- 10 宋子齐.测井多参数的地质应用[M].西安:西北工业大学出版社,1993:110-140 [Song Ziqi. Application for Logging Multiparameter in Geology [M]. Xi'an: Press of Northwestern Polytechnic University, 1993: 110-140]
- 11 杨晓萍,裴恽楠.鄂尔多斯盆地上三叠统延长组油沸石的形成机理、分布规律与油气关系[J].沉积学报,2002,20(4):628-632 [Yang Xiaoping, Qiu Yi'nan. Formation process and distribution of laumontite in Yanchang Formation (Upper Triassic) of Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 2002, 20(4): 628-632]
- 12 王多云,郑希民,李凤杰,等.低孔渗油气富集区优质储层形成条件及相关问题[J].天然气地球科学,2003,14(2):87-91 [Wang Duoyun, Zheng Ximin, Li Fengjie, *et al.* Foring condition of high-quality reservoir and its relative problems in low porosity and permeability enrichment zone [J]. *Natural Gas Geoscience*, 2003, 14(2): 87-91]
- 13 王琪,褚喜准,陈国俊,等.鄂尔多斯西部长 6 砂岩成岩演化与优质储层[J].石油学报,2005,26(5):17-23 [Wang Qi, Zhuo Xizhun, Chen Guojun, *et al.* Chang 6 sandstone diagenetic evolution and fine reservoir in western of Ordos basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2005, 26(5): 17-23]
- 14 钟大康,朱筱敏,张琴.不同埋深条件下砂泥岩互层中砂岩储层

- 物性变化规律[J]. 地质学报, 2004, 78(6): 863-871 [Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Zhang Qin. Sandstone reservoir physical property varying law of sand shale alternate layer in different burial depth[J]. Acta Geologica Sinica 2004 78(6): 863-871]
- 15 寿建峰, 朱国华. 砂岩储层孔隙保存的定量预测研究[J]. 地质科学, 1998, 33(2): 244-250 [Shou Jianfeng, Zhu Guohua. Study on quantitative prediction of porosity preservation in sandstone reservoirs [J]. Scientia Geologica Sinica, 1998 33(2): 244-250]
- 16 宋子齐, 杨立雷, 程英, 等. 非均质砾岩储层综合评价方法[J]. 石油实验地质, 2007, 29(4): 415-419 [Song Ziqi, Yang Lilei, Cheng Ying, et al. Comprehensive evaluation of heterogeneity conglomerate reservoirs [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2007, 29(4): 415-419]
- 17 Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction [J]. AAPG Bulletin, 1987, 71: 485-491]
- 18 Beard D C, Wey P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand [J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369
- 19 宋子齐, 王浩, 赵磊, 等. 灰色系统储盖组合精细评价的分析方法[J]. 石油学报, 2002, 23(4): 35-41 [Song Ziqi, Wang Hao, Zhao Lei, et al. Fine evaluation of reservoir-cap combination using gray system [J]. Acta Petrolei Sinica, 2002, 23(4): 35-41]
- 20 宋子齐. 灰色理论油气储层评价[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995: 1-44 [Song Ziqi. Utilizing Grey Theory to Evaluate Oil and Gas Formation [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995: 1-44]
- 21 宋子齐, 唐长久, 刘晓娟, 等. 利用岩石物理相“甜点”筛选特低渗透储层含油有利区[J]. 石油学报, 2008, 29(5): 711-716 [Song Ziqi, Tang Changjiu, Liu Xiaojuan, et al. Determination of favorable oil-bearing areas with extra low-permeability reservoir by "dessert" of petrophysical facies [J]. Acta Petrolei Sinica 2008, 29(5): 711-716]
- 22 宋子齐, 雷启鸿, 刘登飞, 等. 储层定量评价指标和权重系数[J]. 测井技术, 1997, 22(5): 351-355 [Song Ziqi, Lei Qihong, Liu Dengfei, et al. Reservoir quantitative evaluation index and weight coefficient [J]. Logging Technology, 1997 22(5): 351-355]
- 23 宋子齐, 王静, 路向伟, 等. 特低渗透油气藏成岩储集相的定量评价方法[J]. 油气地质与采收率, 2006, 13(2): 21-23 [Song Ziqi, Wang Jing, Lu Xiangwei, et al. A quantitative assessment method of the diagenetic reservoir facies in extra-low permeability oil-gas reservoir [J]. Petroleum Geology and Recovery, 2006, 13(2): 21-23]
- 24 曾大乾, 李淑贞. 中国低渗透砂岩储层类型及地质特征[J]. 石油学报, 1994, 15(1): 38-45 [Zeng Daqian, Li Shuzhen. Low permeability sandstone reservoir category & geologic characteristic in China [J]. Acta Petrolei Sinica, 1994, 15(1): 38-45]
- 25 文华国, 郑荣才, 陈洪德, 等. 鄂尔多斯盆地白豹—华池地区长6砂岩储层特征[J]. 石油学报, 2007, 28(4): 46-51 [Wen Hua-guo, Zheng Rongcai, Chen Hongde, et al. Characteristics of Chang 6 sandstone reservoir in Baibao-Huachi region of Ordos Basin [J]. Acta Petrolei Sinica 2007 28(4): 46-51]

Based on the Quantitative Classification Mode of Diagenetic Reservoir Facies to Filter Relatively Excellent Quality: Taking the quantitative assessment of diagenetic facies of Chang 6₁ reservoir of AS oilfield hyposmosis reservoirs for an example

SONG Zi-Qi WANG Rui-fei SUN Ying JING Cheng
HE Yu-fei ZHANG Liang CHENG Guo-jian

(Engineering Research Center of Western Low & Ultra-low Permeability Oilfield Development & Management, Ministry of Education Xi'an 710065)

Abstract The reservoir in Shannbei structural slope is affected by the depositional environment, diagenesis and structural factor, so the compaction and cementation effects are intense in Shanbei slope center. In this paper relative high quality reservoirs of hyposmosis reservoir were filtered, in which diagenetic reservoir facies mode of quantitative classification of Chang 6₁ reservoir in AS oilfield of extra-low permeability was used. With the work of sandstone diagenesis and porosity evolution analysis of Chang 6₁, different types of diagenetic reservoir facies model of quantitative classification and comprehensive evaluation index system of diagenesis reservoir facies was established. The evolution parameter of diagenesis in different diagenetic reservoir facies and the characteristic of reservoir & flow are obviously not the same. The compaction porosity loss rate of I, II diagenetic reservoir facies is 5.1% ~ 6.6%; cement porosity loss rate is 30.1% ~ 36.0%; dissolution of secondary porosity increased up to 9.7% with an average of increasing porosity of 5.1% ~ 6.5%. It can be the standard of diagenetic reservoir facies "dessert" because of less loss of pore

© 1994-2014 China Academic Journal Electronic Publishing House. All rights reserved. http://www.cnki.net

compaction cementation and great increase of dissolution porosity. And these can be used to quantitatively evaluate reservoir.

Diagenetic stage of pore evolution parameter of different wells in Chang 6₁ could get by the results' deduction of pore evolution analysis along diagenetic process, and the results come from the material analysis and the identification of pore space of different samples in Chang 6₁. Though the integration of gray theory of the following parameters, compaction loss porosity, cementation loss porosity, dissolution increased porosity, porosity, permeability and thin section porosity, the matrix analysis of evaluation parameters and evaluation indicator can be normalized, the absolute difference extreme of standard indicators could be weighted combination & amplification and integrated analysis and processing. With the integration of multiple information in diagenesis, the I, II type diagenesis reservoir facies "dessert" was filtered. They mainly distributed in the vicinity of generating rock of the centre of acidic lake basin, and were located in favorable reservoir sand in overlying location of the underwater distributary channel of delta front sub-facies, more primary porosity was remained in the formation of organic acids water period in diagenetic process, diffluent clastic particles and cementing material were dissolved by acidic water, secondary laumontite and feldspar pore was generated. Thus, relative high-quality reservoirs which controlled and blocked out favorable oil-bearing areas in extra-low permeability Chang 6₁ reservoir were formed.

The scale and scope of favorable oil field with the direction from the center to the southwest in the lake area could be identified by the above mentioned high-quality reservoir. Using sedimentation, diagenesis, post-tectonic and the role of fluid transformation draw the scope of favorable diagenetic reservoir unit, the geological features of high-quality reservoir could be reflect, and with a further characterization of the distribution pattern, extend the direction and characteristics of non-homogeneous in this low permeability oil field. Thus, the awareness of reservoir sedimentation, diagenesis features and the distribution of favorable oil area was raised, which is benefit to extra-low permeability oil field to reach a high output.

Key words diagenesis reservoir facies classification; quantitative classification model; reservoir with extremely low permeability; diagenesis process; evolution of porosity; secondary porosity; relatively high quality reservoirs