

陕北延长组成岩圈闭油藏的 形成及其重要意义

朱国华

(浙江省石油地质研究所)

内容提要 陕甘宁盆地南部陕北地区的上三叠统延长组,是一套湖盆三角洲体系的碎屑岩沉积。延长组油气资源丰富,但砂体储油性极差。近期研究发现了一些富含浊沸石胶结物的砂体中,由于浊沸石胶结物的溶蚀而形成的渗透性砂岩,以及浊沸石胶结物再沉淀而成的成岩致密带和压溶嵌合作用形成的致密带。砂体溶蚀带与上倾方向的致密带配套,构成了大型成岩圈闭油藏,并已在此类油藏中探明了可观的石油储量和生成了多量石油。

主题词 成岩圈闭 浊沸石 次生孔隙 自生绿泥石

作者简介 朱国华 男 56岁 高级工程师 沉积学

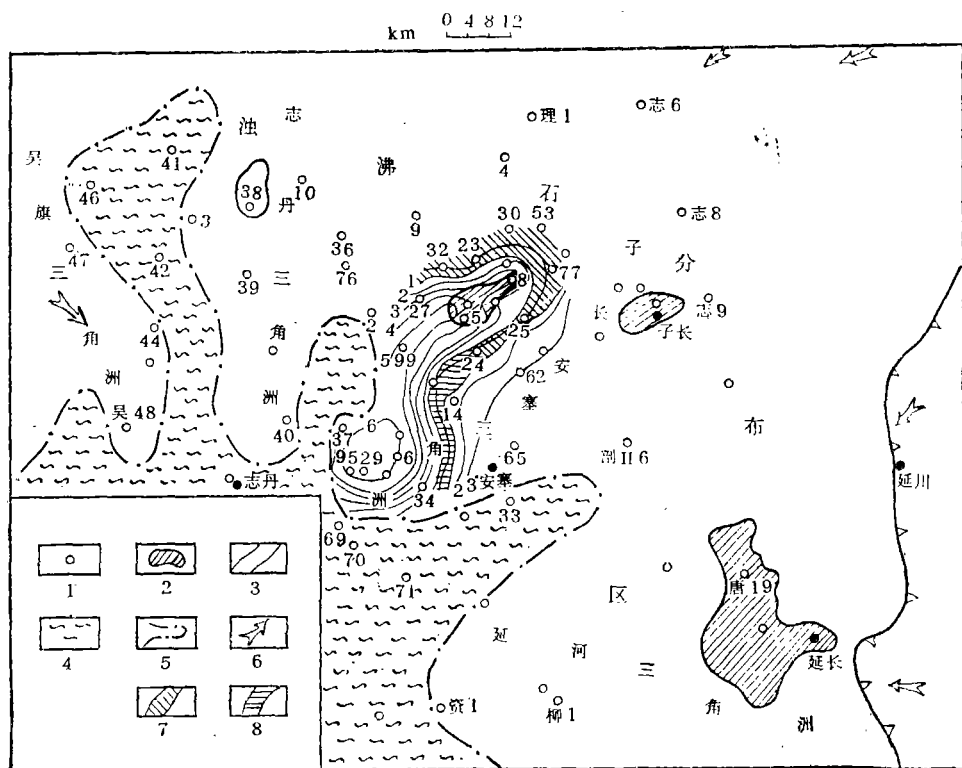
一、概 述

陕甘宁盆地南部子长、安塞、吴旗一带(图1)的上三叠统延长组油气资源丰富,是盆地主要生储油岩系之一,但砂体成岩作用强烈,储油性差,产油量低。在延长组区域性西倾,缺少构造圈闭的地质条件下,寻找上倾方向有遮挡条件的相对高渗透砂体,已成为延长组油气勘探最突出的任务。近期在安塞地区长6砂体中获得了初产原油5—47吨/日的可喜成果。储层岩石学研究指出:成岩作用,特别是成岩作用形成的长6浊沸石次生孔隙砂体和成岩致密砂岩形成的成岩遮挡带配套,是形成油气富集区的重要条件。一些预测的孔隙性砂体分布区已为勘探证实。研究证明,深入地研究成岩作用,不仅是低渗透储层区中寻找相对高渗透储层的必由之路,也可为寻找成岩圈闭型油藏指出方向。

1. 地质概况

陕甘宁盆地处于华北地台西部,是中生代大型内陆沉积盆地。厚达1000—1500m的三叠统延长组是盆地形成后首先沉积的一套内陆淡水湖盆三角洲体系的碎屑岩系。研究地区位于盆地内一级构造单元陕北斜坡的中部,构造运动影响极为微弱。延长组呈半度左右西倾极平缓大单斜,其上发育有若干排轴向近东南、起伏不大的西倾鼻状构造,上下各层构造基本相符,至今未发现背斜型圈闭构造。

延长组主要储层段长。厚约120m,为浅灰色,褐灰色细砂岩、粉细砂岩夹深灰色



1. 钻孔 2. 油田 3. 油沸石溶孔等值线 4. 浅湖相 5. 相界线 6. 物源方向 7. 压嵌再生长型致密带 8. 胶结型致密带

图1 延长统长₆油沸石砂体分布图

Fig.1 Laumontite sandbodies distribution of C₆ in study area.

泥岩,属三角洲前缘相沉积。向东到子长一带砂粒变粗,以细砂岩,中砂岩为主,夹深灰色砂质泥岩,属三角洲平原相沉积。

2. 长₆砂岩主要岩石学特征

(1) 矿物成熟度低 碎屑成分以长石(斜长石为主)最丰富,约60%,石英25%,各类岩屑、云母类和重砂合计约15%,石英/长石比值仅0.42。属岩屑质长石砂岩。

(2) 结构成熟度高 分选良好,标准偏差0.41—0.46,泥质杂基加碎屑云母总量约10%。吴旗、安塞地区以细砂为主,平均粒径0.168mm,子长地区以中细砂为主,部分达中砂级,平均粒径0.198mm。

(3) 成岩作用强烈,储油物性差 砂岩原生粒间孔隙在成岩期被大量破坏,形成了两种不同类型低渗透砂岩。

①压嵌再生长型低渗透砂岩 由于强烈的压实和压溶作用,此类砂岩的陆源碎屑相互嵌合,并伴有不同程度的石英和长石再生长,原生粒间孔隙大量消失。镜下可见面孔率小于5%,以长石溶孔、残留原生粒间孔为主(图版I、1),岩心分析孔隙度小

于11%，说明其主要孔隙是微孔隙（岩心分析孔隙减去镜下可见面孔率）。渗透率小于1.5毫达西（ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）。

②自生矿物充填型低渗透砂岩 由于成岩过程中形成的浊沸石、方解石、铁方解石等自生矿物的充填作用（图版 I、2）此类砂岩的原生粒间孔隙大大减少。其面孔率、岩心分析孔隙度和渗透率与压嵌型低渗透砂岩相似。

（4）浊沸石胶结物的溶蚀作用十分普遍（图版 I、3，4） 发育于长。富含浊沸石砂岩分布区（图1）。由于浊沸石的强烈溶蚀，面孔率可达6.51—8.06%，岩心分析孔隙度9.42—15.66%，渗透率一般1.43—7.41毫达西（ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ），少数大于10毫达西（ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ）。

（5）砂岩孔隙呈斑状分布 这是浊沸石溶蚀型次生孔隙砂岩所特有的孔隙产状。当砂岩含重质油时，这种孔隙产状反映特别明显（图版 I、5）。含重质油麻点部位的浊沸石胶结物已被强烈溶蚀，甚至全部消失；非含油部位的浊沸石则未溶蚀或只有轻微溶蚀。

二、延长组长。砂岩的成岩史和孔隙演化（表1）

根据埋藏深度和镜质组反射率（0.61—0.90%），延长组已到达中成岩成熟期。沉积物经历了一系列成岩作用后，其成分和结构发生了很大的变化。

中成岩未成熟期机械压实阶段 本阶段开始时沉积物处于松散状态，最易压实。经过压实，沉积物原生孔隙急剧减少。本阶段还伴有绿泥石薄膜析出（图版 I、2）。

中成岩次成熟期压溶胶结阶段 砂岩发生了强烈的石英、长石压溶作用（伴有再生作用）（图版 I、1）和浊沸石（图版 I、2）、碳酸盐沉淀作用，充填原生孔隙，交代其它组分，使原生粒间孔隙进一步缩小。

中成岩成熟早期溶蚀和次生孔隙形成阶段

砂岩某些部位的酸溶性组分——浊沸石、碳酸盐、长石等在酸性孔隙水作用下，发生强烈的溶蚀作用并形成次生孔隙（图版 I、3，4），使孔隙度回升。液态石油在页岩中开始生成。至中成岩成熟晚期，大量液态石油在页岩中生成并随页岩压实进入砂岩。砂岩继续发生压溶作用和自生矿物沉淀交代作用，使孔隙继续有所减少。

在成岩演化过程中，砂岩孔隙相应发生变化，以安塞地区浊沸石次生孔隙发育的四口井——塞5、6、8、18井长。为例，其孔隙演化如下（原生粒间孔隙按35%）：原始孔隙度35%，压实、绿泥石膜析出、压溶、石英和长石加大→17.48%，浊沸石、碳酸盐充填后→7.09%，浊沸石、长石等溶蚀后→12.94%。

孔隙演化最重要的一个阶段是溶蚀和次生孔隙形成阶段。当沉积物经过压实、绿泥石膜析出、压溶、石英和长石次生加大后，原始孔隙度只剩17.48%，又经历浊沸石、碳酸盐充填，使孔隙度下降到7.09%，其中残留的原生粒间孔仅有1.62%，其余为微孔隙，实际上已成为低孔隙度的极低渗透层。浊沸石胶结物和其它组分的溶蚀使孔隙度回升到12.94%，其中浊沸石溶孔达5.15%，长石和其它组分溶孔合计0.70%，浊沸石溶

表1 长.砂岩成岩作用类型和阶段
Table 1 Diagenetic type and stage of C₆ sandstone

镜煤反射率0		0.2	0.50	0.80
作用阶段	中成岩期			
	未成熟期 压实作用阶段	次成熟期 压溶胶结阶段	成熟早期 溶蚀和次生孔隙 形成阶段	成熟晚期
机械压实	▲			
绿泥石膜析出	■			
石英压溶再生长		◆	◆	◆
长石压溶再生长		◆	◆	◆
浊沸石析出		◆	◆	◆
碳酸盐析出		◆	◆	◆
去烷基作用*			◆	◆
浊沸石溶蚀			◆	◆
碳酸盐溶蚀			◆	◆
长石溶蚀			◆	◆
岩屑云母溶蚀			◆	◆
孔隙损失	■	◆	◆	◆
次生孔隙形成			◆	◆
液态石油形成			◆	◆

发生在互层页岩中

孔占总孔隙量的39.8%，占面孔率（孔隙度减去微孔隙）的69.0%，使砂岩重新获得较大孔隙度和渗透性。

不同三角洲和不同沉积相带长.砂体成岩顺序相似，但成岩特点各具特色。安塞地区长.三角洲前缘砂体中，浊沸石形成和溶蚀现象特别显著，但压溶作用和石英、长石再生长则很微弱，形成了浊沸石胶结和溶蚀型砂体；子长地区长.三角洲平原分流河道砂体的成岩作用以压溶作用和石英再生长为主，浊沸石形成和溶蚀不普遍，形成了压嵌再生长型砂体；吴旗三角洲长.前缘砂体中无浊沸石形成，但砂岩孔隙中孔隙衬边型和

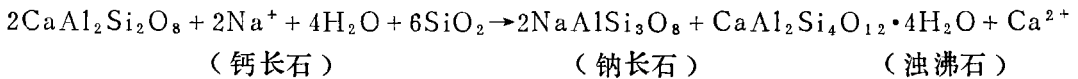
孔隙网络型自生绿泥石和自生钠板石十分发育(图版 I、6)。

浊沸石的形成和溶蚀,是长₆砂岩成岩变化和孔隙演化的重要内容。

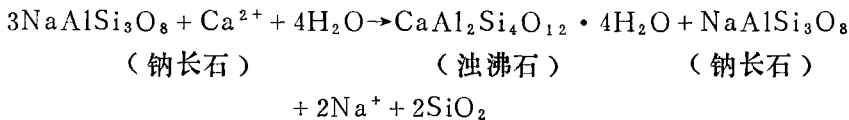
1. 长₆砂岩中浊沸石胶结物的形成和产状

浊沸石主要以胶结物形式充填于粒度较粗、分选较好和杂基少的砂岩粒间孔隙中,有些浊沸石则以交代长石和火山碎屑的形式产出(图版 I、2,7)。

本区延长组成岩过程中浊沸石的生成主要与斜长石的钠长石化(图版 I、8)和长石蚀变有关,以钙长石为例,其反应如下:



高pH值有利于浊沸石形成,一般情况下,富钙斜长石容易浊沸石化,但当溶液中富钙的条件下, K^+ 、 Na^+ 、 Ca^{2+} 的活动性主要取决于这些元素的离子半径和能量系数。根据质量作用定律, Ca^{2+} 置换 Na^+ 和 K^+ 是比比容易的。因此,下述反应也可形成浊沸石:



2. 长₆砂岩浊沸石胶结物的溶蚀和次生孔隙的形成

浊沸石形成于pH高的水介质中,它在高pH水介质中是稳定的,但在低pH水介质中则极易溶解。长₆砂岩紧邻长₇大段生油岩之上,长₆段也夹有富含有机质的暗色生油岩,生油岩中的干酪根在中成岩早成熟期(根据埋深镜煤反射率、原油性质,延长组成岩阶段已开始进入晚成熟时)发生去羧基作用,放出大量二氧化碳和水,使孔隙水pH值降低成为酸性水;泥质岩中蒙脱石向伊/蒙混层粘土转化,也可脱出大量富含 SiO_2 的酸性水,这些溶解力强的酸性水随泥岩压实进入砂岩,导致砂岩中浊沸石溶蚀而形成次生孔隙砂岩。

三、长₆成岩圈闭次生孔隙砂岩油藏的形成

陕北安塞地区近年来的勘探实践证明,成岩期形成的次生孔隙带控制了有利沉积相带内渗透性砂岩的分布,成岩致密带则往往构成油藏上倾方向的遮挡条件。

1. 长₆油层的主要储渗孔隙是浊沸石溶孔

安塞探区油气富集的塞5、8、18含油井区和塞6、29、37含油井区(图1)都位于浊沸石溶孔发育的长₆砂体分布区。根据塞5、6、8、18井长₆油层的统计,浊沸石溶孔达5.15%,占对渗流起主要作用的面孔率的69.0%,这些砂体的渗透性较好,渗透率2.42—4.46毫达西($10^{-3}\mu\text{m}^2$),平均3.36(表2),塞37井长₆储油物性和产量均居各钻井之首,孔隙度达13.85—14.97%,渗透率达7.60—16.67毫达西($10^{-3}\mu\text{m}^2$),浊沸石溶孔十分发育。

值得注意的是浊沸石溶蚀孔隙量的变化基本上决定了对储渗起主要作用的面孔率、渗透率和试油产量的大小(图2、3)。

表2 长₆砂岩自生矿物和孔隙测定数据表

Table 2 Analytical data of authigenic mineral and porosity in C₆ sandstone

井号	粒度		加长石大英(%)	碳酸盐(%)	残存浊沸石(%)	浊沸石总量(%)	黄铁矿(%)	岩心分析		镜下测定				微孔隙(%)	样品数块	
	粒级	平均粒径(mm)						渗透率 md (10 ⁻³ μm ²)	孔隙度(%)	粒间孔(%)	浊沸石溶孔(%)	长石溶孔(%)	其它溶孔(%)			面孔率(%)
塞5	细、粉~细	0.160	1.78	0.88	5.32	10.16	0	4.46	12.08	1.62	4.84	0.84	0.20	7.51	4.57	10
塞6	细、粉~细	0.146	0.23	0.56	3.44	9.12	0	4.15	14.79	1.62	5.68	0.64	0.11	8.06	6.73	9
塞8	细、中~细、粉细	/	0.11	1.04	5.07	9.61	0	2.42	12.17	1.62	4.54	0.31	0.04	6.51	5.66	9
塞18	细、中~细、粉细	/	0.16	0.68	3.94	9.46	0	2.46	12.81	1.62	5.52	0.40	0.20	7.74	5.07	10
塞5,6,8,18		0.153	0.59	0.79	4.45	9.60	0	3.36	12.94	1.62	5.15	0.56	0.14	7.46	5.47	38
塞1	细、粉~细	0.136	0.28	0.46	6.32	6.52	0	0.36	10.58	1.32	0.50	2.88	0.28	4.98	5.60	5
塞12	细	0.188	0.07	0.71	7.72	10.30	0.04	0.82	12.57	1.62	2.58	0.36	0.28	1.83	7.73	9
塞14	细、粉~细	0.167	0.66	2.80	5.82	7.72	0	1.12	10.74	1.62	1.90	0.86	0.24	4.62	6.12	5
塞1,12,14		0.170	0.28	1.19	6.85	8.71	0.02	0.78	11.56	1.54	1.85	1.15	0.27	4.81	6.75	

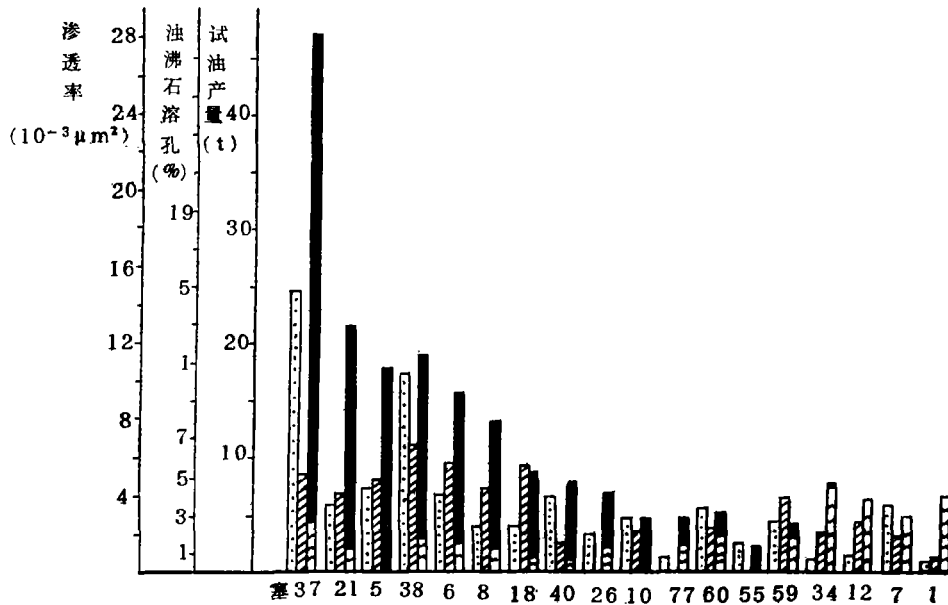


图2 长₆砂岩体浊沸石溶孔、渗透率与试油产量关系图

Fig.2 Relation among dissolved laumontite porosity, permeability and production in C₆ sand bodies

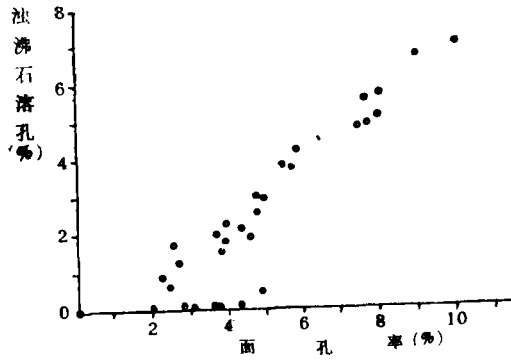
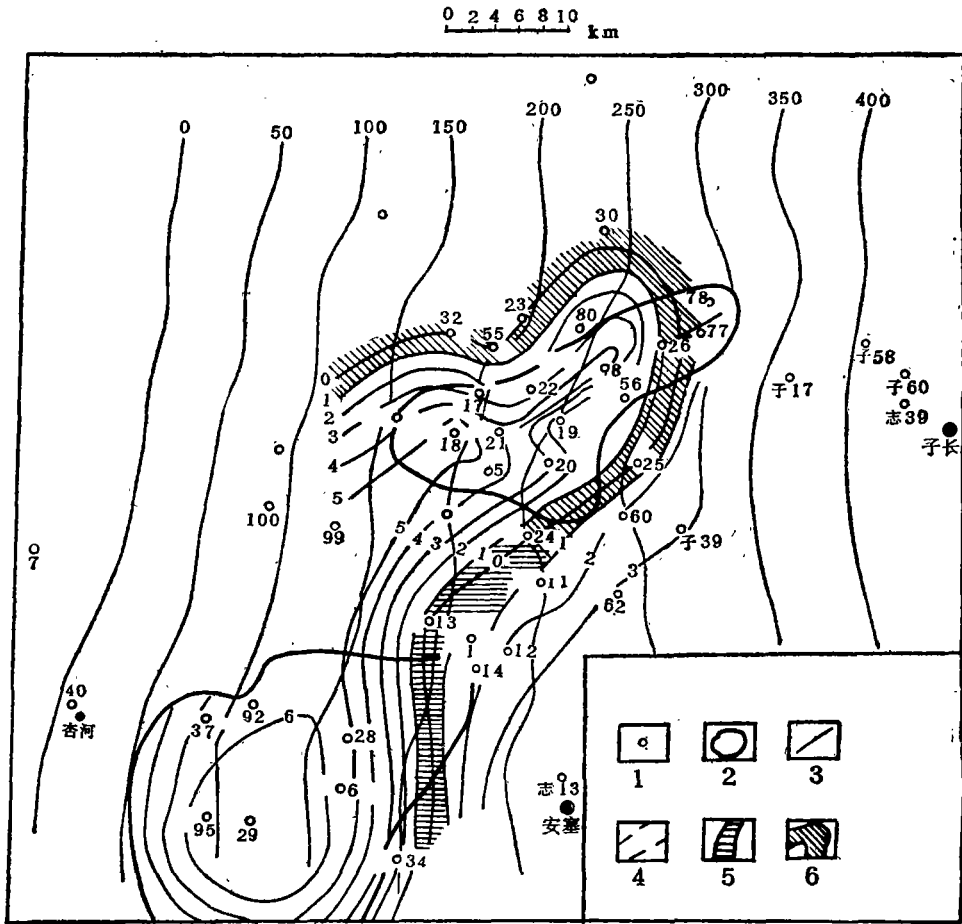


图3 长。砂体油沸石溶孔与面孔率关系图

Fig.3 Relation between dissolved laumontite porosity and microscope porosity of C₆



1. 钻孔 2. 油层分布区 3. 砂顶等高线 4. 油沸石溶孔% 5. 胶结型致密带 6. 压嵌再生型致密带

图4 延长组长。油沸石溶孔与油藏关系图

Fig.4 Relation between dissolved laumontite porosity and oil reservoir of C₆

2. 两种不同类型成岩致密带构成了长₆油气富集区上倾方向的成岩遮挡带

1. 长₆浊沸石胶结型成岩致密带 成一近南北向条带分布于塞 34—塞14—塞 1 井一带(图 4)。

塞 1、12、14 井区长 6 砂岩浊沸石平均含量达 8.71%，与塞 6、28、37 井区长砂岩浊沸石含量相似，但溶蚀轻微浊沸石溶孔仅 1.85%，远低于塞 5、6、8、18 井长 6 浊沸石溶孔平均值 5.15% (表 2)。这是本区长 6 砂岩渗透率低，仅 0.78 毫达西 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$) 的主要原因。塞 34 井长₆浊沸石的溶蚀也极轻微，浊沸石溶孔仅 2.02%，砂岩渗透率仅 0.65 毫达西 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)。这一浊沸石胶结的低渗透砂岩带构成了塞 6、28、37 井区长₆油气富集区块向东上倾方向的成岩遮挡带(图 4)。

2. 长₆压嵌再生长型成岩致密带 分布于塞 24—25—26—77—23—55—32 井这一环形带地区(图, 4)。

这一成岩致密带不含浊沸石，长₆砂岩比 57.97%，与其西油气富集区长₆砂岩比 61.10% 很接近，但砂岩粒间强烈压溶嵌合，石英和长石的再生普遍，粒间孔隙基本消失，仅有少量长石溶孔，平均面孔率仅 3.56%，渗透率 1.46 毫达西 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)，都低于塞 59、5、22、8、18 井区长₆油气富集区，构成了这一油气富集区上倾方向的成岩遮挡带(图 4)。

四、本区长₆成岩圈闭油藏形成的地质背景

1. 物源、沉积和成砂环境控制了长₆浊沸石砂体的展布

本区延长统长₆浊沸石砂岩的分布范围已基本查明，分布于志丹三角洲，子长—安塞三角洲及延河三角洲。根据区域资料，长₆浊沸石砂岩的分布范围还可以向北、向南扩展，面积大于 10,000 km² (图 1)。西部的吴旗三角洲无浊沸石分布，而代之以碳酸盐胶结物。浊沸石砂岩的形成和分布受下列因素控制：

1. 砂岩成分和沉积物源 从盆地南部整体分析，东北部三角洲长₆砂岩的长石含量约 60% (以中酸性斜长石为主)，并含少量火山碎屑，为成岩期形成浊沸石提供了丰富的物资基础。这些富含长石的陆源组分来自东北方向的岩浆岩和结晶片岩物源区。反之，物源来自西南方向的沉积区。长₆砂岩由于母岩区以沉积岩为主，所以其碎屑组分以石英为主，长石含量仅 25%。该区长₆砂岩不含浊沸石，可能是砂岩中长石，特别是斜长石丰度低的缘故。

2. 砂岩沉积结构和沉积环境 同属东北部物源控制的沉积区内，长₆浊沸石砂岩的分布明显与砂岩沉积结构和沉积环境有关。浊沸石集中分布在三角洲前缘相的细砂和中细砂岩中，三角洲平原分流河道砂体中也有分布。随着向前三角洲和湖区过渡，砂岩变细而缺失(图 1)。砂岩粒度变细往往就富含泥质杂基，这些富含泥质的粉—细砂岩经中成岩未成熟期的压实作用后就已变得很致密，阻碍了形成浊沸石所必需的孔隙水在砂体中的渗流和交替，因而长石等碎屑矿物就不可能与孔隙水相互反应生成浊沸石。

3. 砂体成岩特点 浊沸石多分布在自生绿泥石薄膜发育和石英、长石再生长不发育的砂岩中。成岩史的研究证明：绿泥石薄膜析出先于压溶作用，石英长石再生长和浊

沸石析出。绿泥石薄膜包在石英、长石砂粒周围起了阻止其再生长的作用，所以石英、长石压溶进入孔隙水的二氧化硅和铝、钙等组分，就会在孔隙水的参与下反应生成浊沸石。反之，那些无绿泥石薄膜生成的砂岩中，石英、长石压溶进入孔隙水的二氧化硅和长石组分则往往重新以石英、长石再生长的形式沉淀出来不能形成浊沸石。

2. 长。浊沸石次生孔隙发育的地质背景

1. 三角洲前缘砂体有利于发育浊沸石溶孔 已发现的塞5、塞8井区和塞29、塞37井区两个长。油气富集区块、志丹三角洲塞38井长。区块和塞121、塞40井含油区块均位于三角洲前缘相砂体中。浊沸石溶孔分别达到3.77—5.52%、5.68—6.98%、6.74%、1.78—3.50%。子长地区长。砂体属于三角洲平原分流河道相，其浊沸石含量和浊沸石溶孔分别为2.81%和0.72%，都远低于三角洲前缘砂体中的量。其原因可能与水介质的化学性质有关。三角洲前缘砂体在沉积期和埋藏早期均受湖盆水体的影响。与陆地河流流水相比，湖盆水较高的pH值和偏还原的性质有利于浊沸石的形成。同样，由于前缘相砂体邻近生油区，最易受到成熟早期泥质岩所排出酸性水的溶蚀作用，因而浊沸石溶孔也最易发育。

2. 砂岩比高的部位容易发育浊沸石溶孔 塞5、塞8井区，塞6、塞29、塞37井区，塞38井区和塞121、塞40井区这四个浊沸石次生孔隙砂体发育区都分布于三角洲前缘砂体中砂岩比高的部位。其砂岩比分别为61.10%，71.65%，91.8%，80.4%，高于三角洲前缘砂体中浊沸石次生孔隙不发育的部位。砂岩比高是砂体主体部位的特征，这一部位砂体连通性好，有利于酸性孔隙水的渗流交替和浊沸石溶蚀。

3. 形成成岩致密带的地质背景

1. 压嵌再生长型成岩致密带 分布于三角洲前缘砂体向三角洲平原分流河道过渡的部位。马蹄形状围绕塞5、塞8井长。油气富集区块东北侧分布的塞24-25-26-77-23-55-32井压嵌再生长型成岩致密带就分布在这样的过渡部位。过渡部位处于河流淡水和湖盆水交汇地带，pH、Eh值不稳定，不利于自生绿泥石和浊沸石的沉淀而有利于石英、长石再生长。由于孔隙中缺少浊沸石的支撑作用，有利于压溶作用的持续发展，最终导致压嵌再生长型成岩致密带的形成。

2. 浊沸石胶结型成岩致密带 分布于三角洲前缘砂体的侧缘带。位于塞37、29、6井油气富集区块东侧的塞1、11、12、14、34井这一近南北向的浊沸石胶结型成岩致密带，其砂岩比为54.52%，远低于其西侧塞6、29、37井区浊沸石溶孔发育区的砂岩比（71.56%）。砂岩比低的部位，砂体连通性差，不利于孔隙水的渗流和对浊沸石的溶蚀，导致浊沸石胶结型成岩致密带的形成。

根据浊沸石砂体，次生孔隙砂体和成遮挡带的展布，形成机理及其地质背景，结合沉积相研究分析所预测的有利含油区块，已有一些为近期勘探所证实。

收稿日期 1986年9月17日

参 考 文 献

朱国华，1985，三叠系延长统低渗透砂体和次生孔隙砂体的形成，沉积学报，第3卷第2期。

朱国华, 1985, 陕北上三叠系延长统浊沸石次生孔隙砂体的形成与油气的关系, 石油学报, 第6卷第1期。

R.L.Hay, 1966, Zeolites and Zeolitic Reactions in Sedimentary Rocks, Geological Society of America, INC New York.

V.Schmidt and D.A.Mcdonald, 1979, Secondary Reservoir Porosity in the Course of Sandstone Diagenesis. A Continuing Education Course, Presented at the AAPG Annual Meeting in Houston.

FORMATION OF DIAGENETIC TRAPPING RESERVOIR OF YAN CHANG FORMATION. IN NORTHERN SHAANXI AND ITS SIGNIFICANCE

Zhu Guohua

(Zhejiang Institute of Petroleum Geology)

Abstract

The Upper Triassic Yan-Chang Formation in the region of Zichang, Ansai, and Wuqi counties, the south of Shan-Gan-Ning Basin is a set of deltaic clastic sediments of interior fresh-water lake basin with a thickness of 1,000-1,500m. The oil-rich Yan-Chang Fm. is one of major source reservoir beds in the southern Basin, although its intensive diageneses, extremely low porosity and permeability have led to its poor production. In recent exploring in Ansai area, the production of several wells has risen to 5-47Ton./day, and the porosities and permeabilities of productive strata, Yan-Chang Fm. C₆ sandstone, are relatively high.

In the present paper author concentrates the attention to sedimentary facies and diageneses of C₆ sandstone and considers that in the study region C₆ reservoirs formed under diageneses are diagenetic trapping reservoirs, The secondary porosity growth due to dissolution of laumontite cements in sandstone heightened the porosity and permeability of C₆ sandstone. The chief conclusions followed have been obtained.

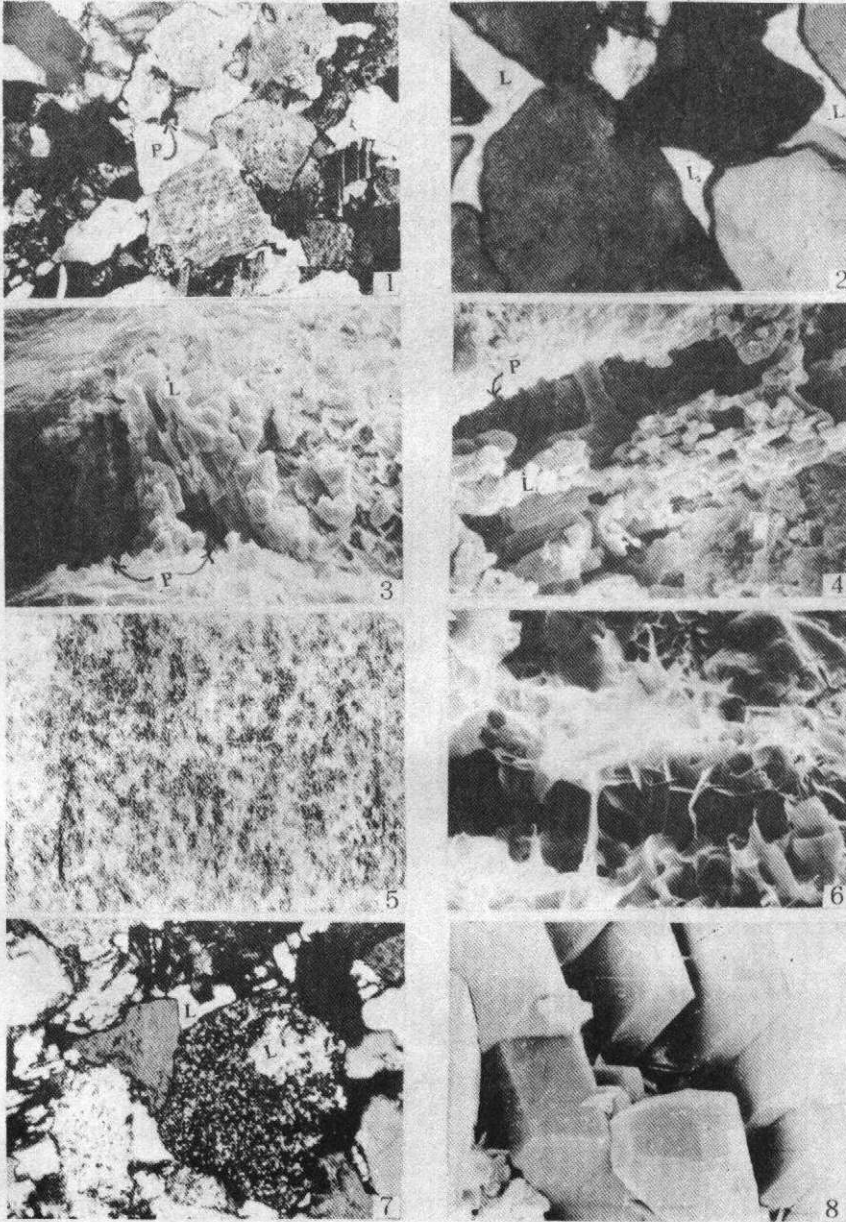
1. The diagenetic processes and porosity evolution of C₆ sandstone, demonstrates that, on the base of deposition, the diageneses are the principal geological agent that resulted in the regional low permeability of C₆ sandstone, the creating and dissolving of laumontite cements during diageneses brought, in turn, on the occurring of C₆ laumontite secondary porosity sand bodies and diagenetic tight zones, The formation of the C₆ diagenetic trapping, laumontite secondary porosity sandstone reservoirs discovered in this region underwent a complex diagenetic process as mentioned above. The significance of the conclusive point is that

there is some promise of success on searching for relatively high permeable trapped reservoirs in a low permeability reservoir beds region with lacking of structural trap.

2. The formation and distribution of laumontite sand bodies secondary porosity sandbodies, and diagenetic tight zones in Yan-Chang Fm. were mainly controlled by source and facies of sediments associating with an available regularity. pressure solution—secondary enlargement type of diagenetic tight zone occurred along the transitional belt between delta front and delta plain distributary Channel, Laumontite-cementing type of diagenetic tight zone appeared commonly along the side edge zone of delta front sand bodies, and secondary porosity sand bodies derived from dissolving of laumontite cements grew in the core part of sand bodies. Based on the studying of sand bodies diageneses, combining with analysis of source and facies of sediments, author has made a prediction on distribution of permeable sand body areas which have been conformed by the recent explorings and drillings.

3. The reaction of pore water on abundant plagioclase in C_6 sand bodies compounded laumontite cements during a period of temperature lower than 80°C . The view that laumontite occurs under a condition of high temperature (190°C – 230°C) and the appearance of laumontite suggests a low metamorphic environment and a deadline for liquid hydrocarbon existence has prevailed for a long time throughout the geological field, but it is an one-sided view. On the contrary, the creation and dissolution of laumontite in Yan-Chang Fm. of the study region had played an extreme important role in formation of reservoirs. Moreover, a considerable amount of reserve and production have been acquired from this kind of reservoirs.

Zhu Guohua FORMATION OF DIAGENETIC TRAPPING RESERVOIR



1. 石英(Q)长石(F)压溶嵌合和再生长, 少量残余粒间孔隙, 子39井, 长6, 铸体 正交偏光 2. 浊沸石(L)充填孔隙, 碎屑颗粒周缘的黑边是自生绿泥石膜, 志38井, 长6, 正交偏光 3. 浊沸石残晶(L)和溶孔(P), 塞37井, 长6, 扫描电镜 4. 浊沸石残晶(L)和溶孔(P), 塞37井, 长6扫描电镜 5. 麻斑含油砂岩, 塞5井, 长6, 岩心照片 6. 孔中网状分布的绿泥石和钠板石, 塞44井, 长6, 扫描电镜 7. 浊沸石(L)充填孔隙, 交代长石(F), 子41井, 长6, 正交偏光 8. 砂岩孔隙中的自生钠长石, 子41井, 长6, 扫描电镜

136-2