

鄂尔多斯盆地镇北地区延长组长4+5致密油层 成岩作用及成岩相^①

郑庆华^{1,2} 柳益群¹

(1.西北大学大陆动力学国家重点实验室 西北大学地质学系 西安 710069;

2.中国石油股份长庆油田分公司勘探开发研究院 低渗透油气田勘探开发国家工程实验室 西安 710018)

摘 要 鄂尔多斯盆地镇北地区含凝灰质的延长组长4+5致密油层勘探潜力巨大,但因成岩作用研究薄弱,相对高孔高渗储层成因机理和分布规律认识不清,使该区勘探开发进程受到明显的制约。综合应用铸体薄片、扫描电镜、电子探针、阴极发光、显微荧光、X射线衍射、流体包裹体、高压压汞和常规物性等方法,对镇北地区的长4+5储层成岩作用及成岩相带进行了研究。研究表明:研究区长4+5储层主要处于中成岩阶段A期,石英自生加大等硅质胶结作用和铁白云石等碳酸盐胶结作用是造成储层低孔特低渗的根本原因;绿泥石膜胶结作用和早期油的充注抑制了机械压实作用和胶结作用,保护了储层孔隙;长石碎屑的溶蚀作用扩大了储集空间。划分出机械压实相、碳酸盐胶结相、绿泥石膜胶结相和长石溶蚀相四类主要成岩相,其中长石溶蚀相常形成相对高孔高渗储层发育区,一般面孔率大于6.0%,孔隙度大于14.0%,渗透率大于 $1.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,主要分布在辫状河三角洲前缘亚相水下分流河道微相砂体中部。综合研究表明,沉积作用和成岩作用共同控制着相对高孔高渗储层的分布。

关键词 相对高孔高渗储层 成岩作用 成岩相 鄂尔多斯盆地

第一作者简介 郑庆华 男 1980年出生 博士研究生 油藏评价 E-mail: 272594012@qq.com

通讯作者 柳益群 女 教授 E-mail: Liu-yiqun@263.net

中图分类号 TE122.2 **文献标识码** A

0 引言

鄂尔多斯盆地边缘断裂褶皱较发育,内部伊陕斜坡构造带构造相对简单,以鼻状构造为主,地层平缓,一般倾角 $<1.0^\circ$,地层厚度横向分布稳定,其中镇北地区位于鄂尔多斯盆地伊陕斜坡构造带西南部,西邻天环坳陷构造带(图1)。区内发育的上三叠统延长组是盆地内陆湖盆形成后的第一套生储油岩系,自下而上细分为长10—长1累计十个油层组,其中位于上部的长4+5主要为盆地西南物源沉积,自下而上可划分为长4+5₂和长4+5₁两个砂层组,发育低孔特低渗岩性油藏。区内长4+5西南部主要发育辫状河三角洲平原亚相,可划分为分流河道、泛滥平原等微相;中部主要发育辫状河三角洲前缘亚相,可划分为水下分流河道、水下分流间湾等微相;东北部主要发育由辫状河三角洲前缘亚相砂体垮塌形成的半深湖重力流沉积,可划分为滑塌浊积水道和滑塌浊积水道间等微相。相对高孔高渗储层主要发育在半深湖线附近的水下分流河

道微相和滑塌浊积水道微相^[1]。

近年来,镇北地区长4+5含油有利区不断落实,但储层成岩作用研究尚未深入开展,相对高孔高渗储层的成因机理和分布规律缺乏深入分析^[2],尚未提交储量和进行产能建设,因此有必要对长4+5储层成岩作用及成岩相开展详细的研究。本次研究观察、描述取芯井30口,岩芯长约500 m,照相700余张,取样品70块并全部进行了铸体薄片、扫描电镜、阴极发光、显微荧光、高压压汞和常规物性等分析,部分样品进行了X射线衍射、电子探针和流体包裹体分析。

1 储集砂岩岩石学及物性特征

1.1 岩石学特征

镇北地区长4+5储层的岩性主要为浅灰色—灰褐色含中粒长石岩屑砂岩和岩屑长石细粒砂岩(图2)。铸体薄片镜下鉴定和统计结果表明,碎屑成份成熟度较高,结构成熟度中等,以点—线接触为主,体积分数平均为83.3%,其中石英体积分数为29.7%~

^①教育部科技发展中心“高等学校博士基金项目”(编号:20106101110020)与大陆动力学国家重点实验室(西北大学)重点基金项目(编号:BJ08133-3)联合资助

收稿日期:2014-07-15;收修修改稿日期:2014-12-16

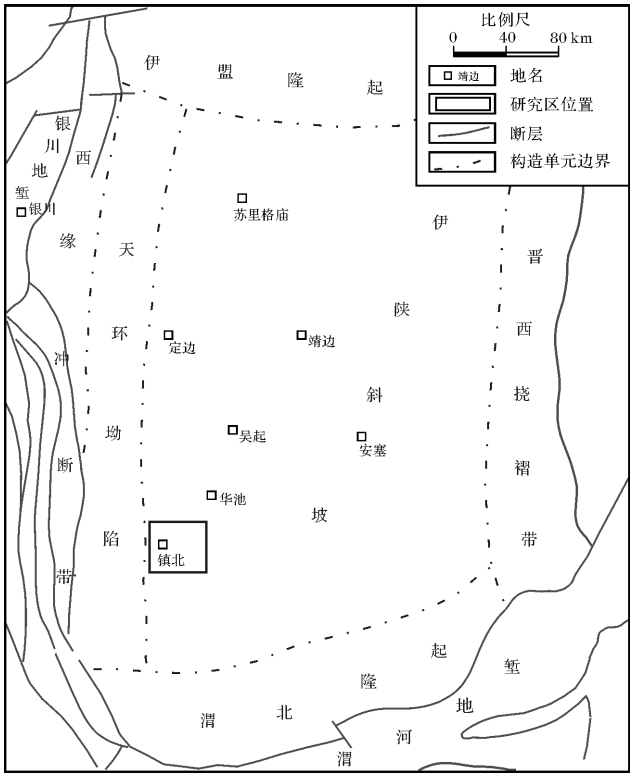


图1 镇北地区在鄂尔多斯盆地中的位置
Fig.1 The location of Zhenbei area in Ordos Basin

57.0%,平均41.2%,长石体积分数为2.7%~32.0%,平均15.3%,以钠长石和钾长石等碱性长石为主。岩屑体积分数为8.5%~41.5%,平均26.8%,主要以变质岩岩屑(包括千枚岩、石英岩、板岩、变质砂岩、片岩和高级变质岩)和沉积岩岩屑(包括白云石、灰岩、泥岩)为主,火山岩岩屑(包括喷发岩、隐晶岩)含量较少,其中变质岩岩屑体积分数平均为11.6%,沉积岩岩屑体积分数平均为6.4%(白云石岩屑体积分数平均为6.0%),火成岩岩屑体积分数平均为3.2%,其他类岩屑体积分数平均为5.6%(其中云母类岩屑体积分数平均为3.1%,绿泥石岩屑体积分数平均为0.21%)。碎屑岩中柔性组分体积分数平均为12.1%,以千枚岩、火山喷发岩、板岩等塑性岩屑为主(9.0%),云母类岩屑次之(3.1%)。杂基成分体积分数平均为4.1%,其中凝灰质成分体积分数平均为1.0%,常被溶蚀殆尽。

根据X射线衍射、扫描电镜等资料分析,填隙物成分体积分数平均为12.6%,主要以硅质(3.3%)、伊利石(3.2%)和铁白云石(3.1%)为主,高岭石(0.9%)、铁方解石(0.7%)、绿泥石(0.4%)次之。

砂岩全岩X射线衍射分析结果表明,各矿物成

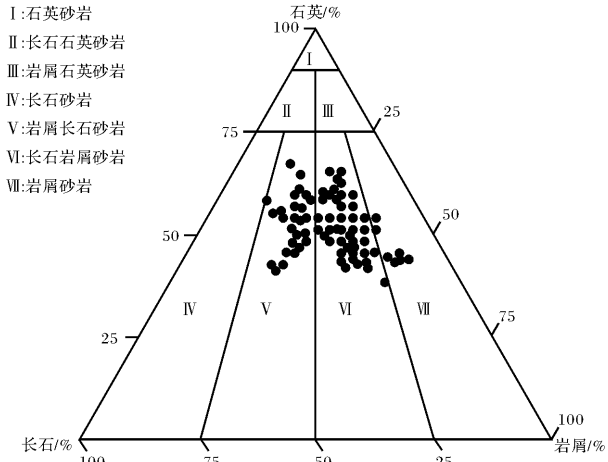


图2 镇北地区长4+5砂岩岩石类型三角图
Fig.2 Triangular diagram showing classification of Chang 4+5 sandstone in Zhenbei area

分体积分数平均值分别为:石英56.7%,钾长石7.5%,斜长石12.3%,白云石18.0%,黏土矿物5.5%(表1),其中各黏土矿物成分体积分数平均值分别为:伊/蒙混层2.6%,绿泥石1.5%,高岭石0.6%,伊利石0.4%,蒙皂石0.4%(表2)。

1.2 孔隙及物性特征

根据铸体薄片镜下统计,长4+5储层孔隙类型以粒间孔和溶蚀孔为主,填隙物内孔隙次之,面孔率为1.0%~11.1%,平均4.4%。其中粒间孔为0.2%~7.4%,平均2.5%;溶蚀孔主要以长石溶孔和岩屑溶蚀为主,含少量粒间溶孔,其中长石溶孔为0.2%~4.0%,平均1.2%,岩屑溶孔为0~1.5%,平均0.5%,粒间溶孔为0~0.5%,平均0.1%;填隙物内孔隙主要以高岭石晶间孔为主,为0~0.4%,平均0.2%。

高压压汞实验结果表明,排驱压力为0.17~1.38 MPa,平均0.94 MPa,中值压力为1.25~23.62 MPa,平均2.70 MPa,喉道半径为0.03~0.59 μm,平均0.27 μm,分选系数为0.19~2.76,平均1.36,退汞效率为13.9%~45.6%,平均28.3%,孔隙喉道分选差—中等,以大孔微喉道类型为主^[3-4]。岩芯物性分析表明,孔隙度为7.5%~17.5%,平均12.1%,渗透率为0.07×10⁻³~8.45×10⁻³ μm²,平均为1.52×10⁻³ μm²,主要为低孔特低渗透储层^[3]。

2 成岩作用对储层孔隙演化的影响

通过铸体薄片观察和粒度分析,采用Beard和Weyl(1973)对不同分选的储集砂岩的初始孔隙度计算关系式(储层初始孔隙度=20.91+22.90/S₀,S₀为

表 1 镇北地区长 4+5 储层全岩 X 射线衍射分析

Table 1 The result of quantitative analysis of mineral components of Chang 4+5 reservoir in Zhenbei area

井号	层位	井深 /m	全岩定量分析/%				
			黏土总量	石英	钾长石	斜长石	白云石
M25	长 4+5 ₁	2 270.80	3.5	79.4	4.3	9.7	3.1
M25	长 4+5 ₁	2 271.30	3.2	70.5	2.7	6.9	16.7
M36	长 4+5 ₂	2 038.40	16.7	43.6	5.6	10.6	23.5
M42	长 4+5 ₁	2 347.78	4.8	54.8	6.9	14.5	19.0
Z134	长 4+5 ₁	2 267.49	7.4	53.9	9.8	14.6	14.3
Z225	长 4+5 ₁	1 887.72	2.5	63.8	7.0	12.7	14.0
Z289	长 4+5 ₂	1 983.86	4.4	48.1	5.5	14.7	27.3
Z290	长 4+5 ₂	1 892.25	3.2	45.5	20.7	10.9	19.7
Z290	长 4+5 ₂	1 897.55	4.0	50.7	5.2	16.2	23.9
	平均(%)		5.5	56.7	7.5	12.3	18.0

表 2 镇北地区长 4+5 储层黏土矿物 X 射线分析

Table 2 The result of analysis of X-Ray diffraction of Chang 4+5 reservoir in Zhenbei area

井号	层位	井深 /m	黏土矿物绝对含量/%				伊/蒙混层中蒙皂石相对含量	
			高岭石(K)	绿泥石(C)	伊利石(I)	蒙皂石(S)	伊/蒙混层(I/S)	(S%)
M25	长 4+5 ₁	2 270.80	0.3	2.0	0.2	0.4	0.7	<15
M25	长 4+5 ₁	2 271.30	0.2	0.8	0.2	0.3	1.9	<15
M36	长 4+5 ₂	2 038.40	1.1	2.3	1.2	1.8	11.3	<15
M42	长 4+5 ₁	2 347.78	0.5	0.8	0.3	0.3	3.2	<15
Z134	长 4+5 ₁	2 267.49	2.2	3.4	0.2	0.2	1.8	<15
Z225	长 4+5 ₁	1 887.72	1.2	0.8	0.1	0.1	0.4	<15
Z289	长 4+5 ₂	1 983.86	0.2	1.2	0.4	0.1	0.0	<15
Z290	长 4+5 ₂	1 892.25	0.2	1.2	0.1	0.2	1.6	<15
Z290	长 4+5 ₂	1 897.55	0.2	0.8	0.4	0.2	2.7	<15
	平均(%)		0.6	1.5	0.4	0.4	2.6	<15

表 3 镇北地区长 4+5 储层成岩作用与孔隙度演化关系

Table 3 Relationship between diagenesis and porosity evolution of Chang 4+5 sandstone in Zhenbei area

层位	初始孔隙度/%	现今孔隙度/%	视压实率/%	视胶结率/%	视溶蚀率/%
长 4+5 ₁	40.0	12.3	52.8	70.5	40.0
长 4+5 ₂	37.8	12.0	51.9	70.5	40.9
长 4+5	38.9	12.2	52.4	70.5	40.5

分选系数^[5-6]),对镇北地区长 4+5 储层孔隙演化进行了研究^[6],其中,视压实率=(机械压实损失的孔隙度/原始孔隙度)×100%;视胶结率=(原始胶结物总量/压实后粒间剩余孔隙度)×100%;视溶蚀率=(总溶蚀孔/总面孔率)×100%。研究结果表明(表 3),长 4+5 层初始孔隙度平均为 38.9%,视压实率平均为 52.4%,视胶结率平均为 70.5%,视溶蚀率平均为 40.5%,反映相对强胶结作用,弱压实作用和弱溶蚀作用的特征,对其成因分析如下。

2.1 机械压实作用和早期油的充注

镇北地区长 4+5 储层机械压实作用较弱,石英、长石、白云石岩屑等刚性颗粒间以点—线接触为主,仅少量塑性岩屑发生塑性挤压变形与刚性颗粒间紧

密线接触(图 3A,B)。洗过油的铸体薄片下,常见早期油充注演化而成的沥青质^[7-8]。沥青质在孔隙中和岩石颗粒紧密接触部位发育,表明在油的大规模充注之前,储层尚未发生强烈的机械压实作用(图 3A,B)。同时沥青质在长石碎屑、白云石岩屑等粒内溶蚀孔内均发育,且长石碎屑等与沥青质接触的部位常发生部分溶蚀,因此推测早期充注的油为具较强酸性的未成熟油(图 3A,B)。当不含沥青质或沥青质含量较少时,刚性岩石颗粒间以线接触为主,石英自生加大等胶结作用较发育(图 3A);而当沥青质含量较多时,刚性岩石颗粒间以点—线接触为主,石英自生加大等胶结作用不发育(图 3B)。综合分析认为,早期油的大规模充注延缓或抑制了后期的机械压实作

用和胶结作用,同时对储层中骨架颗粒具有一定的溶蚀作用,较好地保护并提高了储层的储集性能^[9]。

2.2 胶结交代作用

2.2.1 石英自生加大作用

硅质胶结作用在镇北地区长4+5储层普遍发育,主要以石英自生加大作用为主(图3A,C,D),仅有少量自生石英颗粒分布在绿泥石膜形成后的剩余粒间孔中(图3M)或长石溶蚀孔内(图3O)。阴极发光下,石英(深蓝色光)自生加大边(不发光)普遍发育且厚薄分布较均匀(图3C,L)。扫描电镜下,石英自生加大发育2~3期,以Ⅱ级石英自生加大为主,呈六方双锥状半自形晶体,自形程度较好(图3D),表明其形成过程具有较充足的孔隙空间和硅质来源。

阴极发光下,石英发育粒内愈合裂缝,裂缝基本切穿整个石英颗粒及其加大边(图3C),在荧光下,石英愈合裂缝内发育大量发蓝色或蓝白色荧光的油包裹体及其伴生的不发荧光的盐水包裹体(图3E,F),后者均一温度平均为103.9℃,反映中成岩阶段A早期油气开始大规模成藏^[10],但是油的成熟度有较大差异。沥青质含量较高的层段,在阴极发光下见Ⅱ级石英自生加大边内侧偶尔见发黄白色荧光的油气包裹体及其伴生不发荧光的盐水包裹体,盐水包裹体均一温度平均为82.7℃(图3G,H),说明早期油的充注一直持续到大规模的石英自生加大作用之前,即早成岩阶段B晚期。铸体薄片显示石英碎屑与其他颗粒

间的凹凸—线接触,在阴极发光下可清楚看到实为点—线接触,为石英(深蓝色光)自生加大胶结(不发光)所致(图3C,L),表明大规模发育的石英自生加大作用显著降低了储层孔隙度,形成了镇北地区长4+5层低孔特低渗的背景。

2.2.2 钠长石自生加大作用

在阴极发光下,钠长石发蓝色、灰绿色光,钾长石发亮蓝色光,钠长石和钾长石自生加大边发光颜色淡,自生加大边不发育,仅局部可达Ⅱ级,对储层孔隙具有较小的破坏作用(图3I,J)。电子探针分析表明,具有肖钠长石双晶特征的长石及其自生加大边中SiO₂含量平均为68.37%,Al₂O₃含量平均为18.59%,Na₂O含量平均为12.59%,CaO含量平均为0.12%,FeO含量平均为0.14%,K₂O含量平均为0.04%,MnO含量平均为0.04%,TiO₂含量平均为0.03%,实际上为典型的钠长石(图3I,J、表4)。钠长石是含火山碎屑物质地区长石的主要类型^[11-13]。

2.2.3 碳酸盐胶结交代作用

镇北地区延长组碳酸盐胶结物的碳同位素分析表明,碳酸盐胶结物的碳主要为有机碳^[14-15]。中成岩A晚期阶段之后,储层成岩环境由酸性向碱性转变,孔隙水中的CO₂很容易与Ca²⁺、Fe²⁺及Mg²⁺结合形成铁方解石或铁白云石。电子探针分析表明,铁白云石胶结物中CaO含量平均为29.57%,MgO含量平均为13.53%,FeO含量平均为10.75%,MnO含量平均为1.00%,以相对高镁贫铁为特征(图3K、表4)。

表4 镇北地区长4+5储层自生矿物的电子探针分析结果

Table 4 Electron microprobe analysis of authigenic minerals of Chang 4+5 reservoir in Zhenbei area

序号	井号	深度 /m	层位	氧化物含量/%										矿物名称
				Na ₂ O	MgO	Al ₂ O ₃	SiO ₂	K ₂ O	CaO	TiO ₂	MnO	FeO	总量	
1	Z134	2 327.36	长4+5 ₂	12.39		18.58	68.07	0.07	0.02	0.00	0.07	0.22	99.42	钠长石及 自生加大
2	Z134	2 327.36	长4+5 ₂	12.80		18.65	68.85	0.05	0.02	0.04	0.03	0.05	100.48	
3	Z134	2 327.36	长4+5 ₂	12.51		18.45	68.31	0	0.42	0.08	0.03	0	99.81	
4	Z134	2 327.36	长4+5 ₂	12.67		18.69	68.25	0.03	0	0	0.02	0.27	99.87	
		平均		12.59		18.59	68.37	0.04	0.12	0.03	0.04	0.14	99.90	
5	N42	1 279.37	长4+5 ₁		11.77						0.66	11.58	55.05	铁白云石 胶结
6	Z134	2 262.3	长4+5 ₁		23.08				31.04		0.25	0.82	54.99	
7	Z134	2 262.3	长4+5 ₁		23.22				30.84		0.26	1.62	54.71	
8	Z298	2 166.3	长4+5 ₁		12.00				29.61		1.53	12.20	55.43	
9	Z289	1 978.2	长4+5 ₂		9.45				29.70		0.41	15.33	54.24	
10	Z298	2 215.1	长4+5 ₂		11.20				29.05		1.63	13.60	55.03	
11	M22	2 325.2	长4+5 ₂		10.12				28.60		1.28	15.19	54.97	
12	Z225	1 885.15	长4+5 ₂		9.64				28.38		1.72	12.80	54.06	
13	Z225	1 886.5	长4+5 ₂		11.30				29.90		1.25	13.60	55.15	
		平均		13.53				29.57		1.00	10.75	54.85		

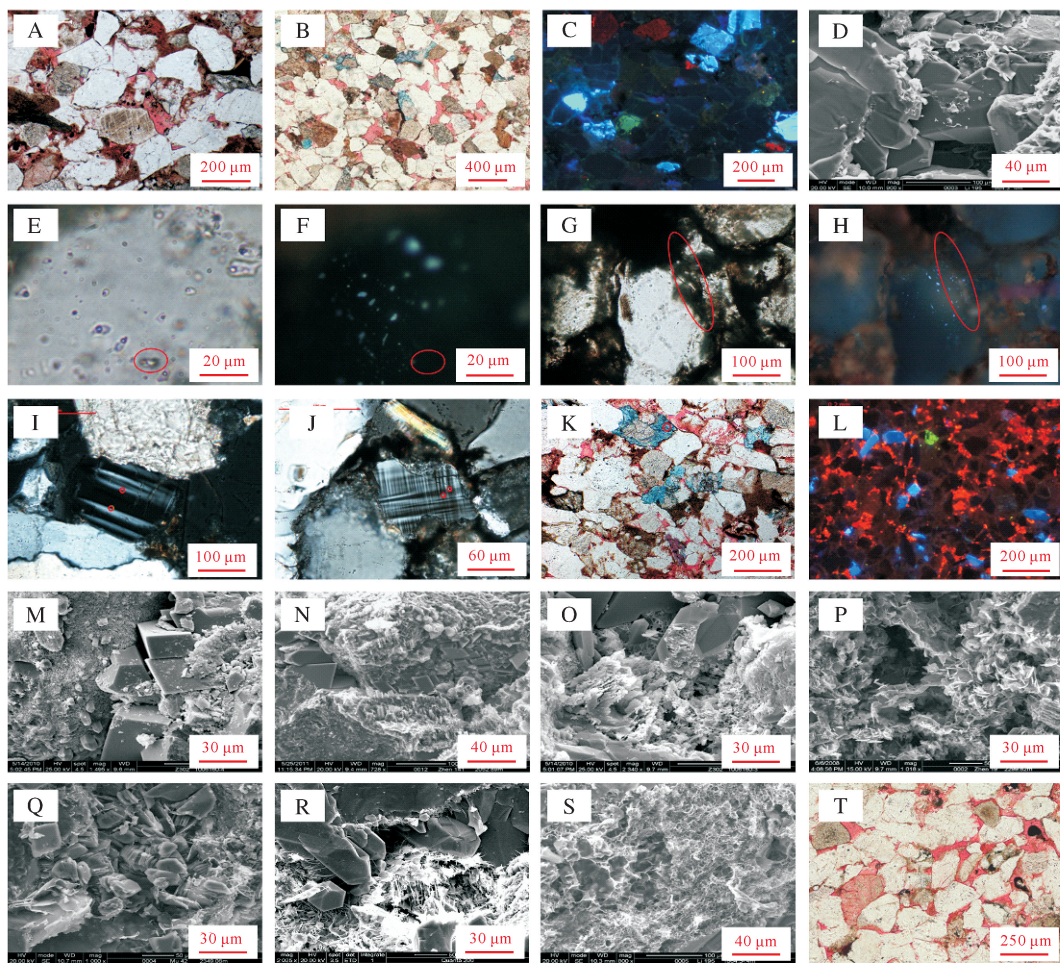


图3 显微镜下的镇北地区长4+5砂岩照片

A.少量残余沥青质,石英自生加大边较发育,Z371井,长4+5₂,2 055.65 m;B.残余沥青质较发育,石英自生加大边不发育,Z336井,长4+5₁,2 161.60 m;C.阴极发光薄片下石英发深蓝色光,石英自生加大边不发光,石英偶尔发育愈合裂缝(基本切穿整个石英颗粒及其加大边),钠长石发蓝色、灰绿色光,钾长石发亮蓝色光,钠长石和钾长石自生加大边发光颜色淡,白云石岩屑等碳酸盐发暗桔红色光,岩屑发光杂,高岭石发靛蓝色光且常分布于长石溶蚀孔附近,Z333井,长4+5₁,1 982.05 m;D.发育石英Ⅱ~Ⅲ级自生加大边,Z320井,长4+5₂,2 043.26 m;E.透射光下石英粒内愈合裂缝内大量发育油包裹体及其同期的少量盐水包裹体(红圈内),H315井,长4+5₁,2 246.40 m;F.荧光显微镜下油包裹体发浅蓝色荧光,盐水包裹体荧光不发光(红圈内),H315井,长4+5₁,2 246.40 m;G.透射光下石英愈合裂缝内次生油包裹体及与其伴生的盐水包裹体,石英自生加大边内发育油包裹体(红圈内),H315井,长4+5₁,2 246.40 m;H.荧光显微镜下油包裹体均发浅蓝色荧光,盐水包裹体不发荧光,H315井,长4+5₁,2 246.40 m;I.正交偏光显微镜下显示聚片双晶特征,自生加大可见,红圈为电子探针分析区域,Z134井,长4+5₂,2 327.36 m;J.正交偏光显微镜下显示聚片双晶特征,自生加大可见,红圈为电子探针分析区域,Z134井,长4+5₂,2 327.36 m;K.蓝绿色铁白云石(红圈为电子探针分析区域)围绕白云岩屑加大式生长并交代白云岩屑,同时还交代石英、长石和紫红色铁方解石,紫红色铁方解石交代石英和长石,Z333井,长4+5₁,1 892.33 m;L.阴极发光薄片下白云岩屑和碳酸盐胶结物发桔黄色光,其中白云岩屑溶蚀较现象普遍,钠长石发蓝色、灰绿色光,钾长石发亮蓝色光,钠长石和钾长石自生加大边发光颜色淡,Z134井,长4+5₁,2 268.05 m;M.碎屑颗粒表面绿泥石薄膜抑制了石英和铁白云石的生长,Z302井,长4+5₁,2 070.97 m;N.叶片状绿泥石薄膜抑制了铁白云石自生加大的生长,Z141井,长4+5₁,2 052.89 m;O.粒间溶孔中充填分散片状或书页状高岭石和自生石英颗粒,见高岭石和石英颗粒向叶片状绿泥石转变,卷片状伊利石披盖在颗粒表面,Z302井,长4+5₁,2 070.97 m;P.碎屑溶孔中充填叶片状绿泥石,由分散片状或书页状高岭石转化而来,Z19井,长4+5₁,2 299.82 m;Q.溶蚀孔中分布书页状高岭石,高岭石向卷片状或丝缕状伊利石转化,M42井,长4+5₁,2 349.08 m;R.颗粒表面蜂窝状伊蒙混层向卷片状或丝缕状伊利石转化,长石溶蚀孔内见自生石英颗粒,Z80井,长4+5₁,1 823.83 m;S.颗粒表面蜂窝状与卷片状、丝缕状伊/蒙混层,L195井,长4+5₁,1 964.3 m;T.溶蚀孔发育,见基本长石溶蚀殆尽,Z336井,长4+5₁,2 160.68 m。

Fig.3 Microscope photographs of Chang 4+5 sandstone in Zhenbei area

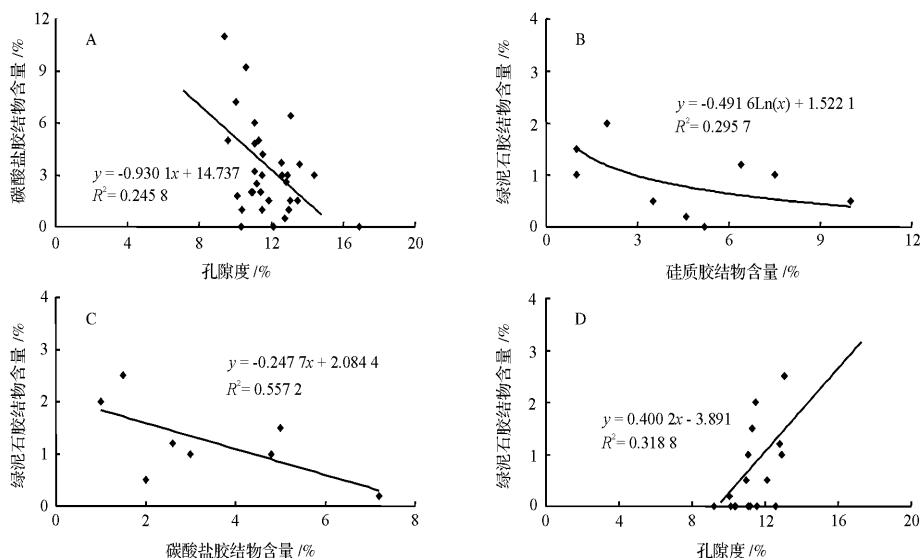


图4 镇北地区长4+5 储层不同自生矿物含量及其与孔隙度交汇图

A.碳酸盐胶结物含量与孔隙度交汇图;B.绿泥石胶结物含量和硅质胶结物含量交汇图;C.绿泥石胶结物含量和碳酸盐胶结物含量交汇图;D.绿泥石胶结物含量与孔隙度交汇图。

Fig.4 Plots of authigenic different mineral content and porosity of Chang 4+5 reservoir in Zhenbei area

铸体薄片统计结果表明,镇北地区长4+5 储层的白云岩岩屑和碳酸盐胶结物体积分数平均为9.8%,而砂岩全岩X 射线衍射分析的成分体积分数平均为18.0%,说明白云岩屑和碳酸盐胶结物大量发育。碳酸盐胶结作用及碳酸盐充填溶蚀孔和粒间孔隙(图3K,L)是镇北地区长4+5 储层致密的重要原因,主要以铁白云石胶结为主,铁方解石胶结次之。常见铁白云石围绕白云岩屑以孔隙式充填于粒间孔、粒间溶蚀孔中,并交代白云岩屑、石英、长石、铁方解石等(图3K,L)。统计分析表明,阴极发光薄片下,碳酸盐胶结物含量与储层的孔隙度具有较明显的负相关性(图4A)。

2.2.4 自生黏土矿物胶结作用

陇东地区长4+5 储层发育中—基性凝灰物质,在埋藏成岩早期偏碱性介质条件下,其极易水化蚀变释放出 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 离子,生成蒙脱石等矿物包裹在碎屑颗粒周围,形成黏土矿物包壳^[12,16-17];早成岩A 期碱性环境下,镇北地区储层初始孔隙平均可达38.9%(表3),此时流体介质仍较富 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 离子,蒙脱石等黏土矿物易转化为绿泥石,形成颗粒包膜绿泥石,但由于研究区长4+5 砂岩储层中可水化蚀变产生大量 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 离子的火山岩屑和黑云母含量少,导致颗粒包膜绿泥石不能大量继续发育为孔隙衬里绿泥石膜;中成岩A 期碱性环境下,流体介质富 K^{+} 离子时,蒙脱石易转化为伊利石^[18]。

(1) 绿泥石胶结作用

镇北地区长4+5 储层铸体薄片下残余的凝灰物质少见,绿泥石不发育,成分体积分数一般小于0.5%,而砂岩全岩X 射线衍射分析的绿泥石成分体积分数平均为1.4%,远高于薄片计点统计含量,可能与薄片下绿泥石较难识别而低估其含量或某些碎屑和假杂基已经发生了绿泥石化有关^[18]。扫描电镜下绿泥石主要呈叶片状垂直于石英、白云岩屑等颗粒的表面生长形成绿泥石膜,含量少、厚度薄,呈栉壳状结构,在颗粒接触的部位也发育,为颗粒包膜绿泥石(图3M,N,O),形成于储层发生强烈的机械压实作用之前,为早成岩A 期产物^[19-23]。此外,还有很少部分绿泥石呈叶片状充填于溶孔中,由分散片状或书页状高岭石转化而来(图3P),为中成岩A 期产物。

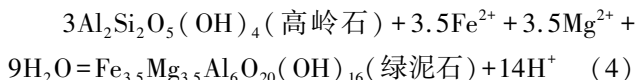
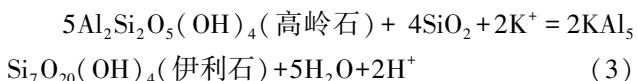
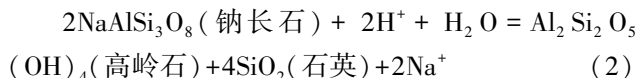
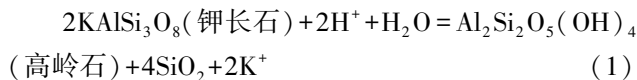
绿泥石膜发育的部位石英自生加大生长受限或仅发育石英颗粒(图3M),铁白云石胶结较弱(图3N),而绿泥石膜不发育的部位常见石英Ⅱ~Ⅲ级自生加大边(图3D),铁白云石胶结较多(图3K)。自生绿泥石的形成对储层孔隙的影响具有争议,一些人认为以破坏性为主^[23-24],一些人则认为以建设性为主^[19,25-26]。研究区长4+5 储层绿泥石膜含量与硅质胶结物(图4B)和铁白云石等碳酸盐胶结物含量(图4C)的负相关性较明显,而与孔隙度正相关性较明显(图4D),表明早成岩A 期绿泥石黏土薄膜的发育有效抑制了中成岩A 期石英自生加大边和碳酸盐胶结

作用的发育,有效保护了储层孔隙。

(2) 高岭石胶结作用

据对镇北地区长4+5储层铸体薄片统计,高岭石成分体积分数平均为0.9%;黏土矿物X射线衍射则反映出高岭石成分体积分数平均为0.6%。高岭石常呈分散片状或书页状集合体与自生石英颗粒等充填于溶蚀孔附近,常见高岭石向卷片状或丝缕状伊利石转变(图3O,Q),同时也见高岭石向叶片状绿泥石转化(图3P)。

在中成岩A期阶段,地层中有机质在较高的温压条件下分解产生的有机酸进入砂岩储层后,孔隙介质pH值降低,由碱性变为酸性,长石碎屑(钾长石、钠长石等)发生强烈溶蚀,在生成高岭石和自生石英同时,也释放出大量的 K^+ 、 Na^+ 和 Ca^{2+} 离子(公式(1)和(2))^[27]。之后随着孔隙水中离子浓度发生变化,储层成岩环境也由酸性转变为碱性。储层孔隙水主要富 K^+ 离子,高岭石转变为伊利石(公式(3))^[27],局部孔隙水富 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 离子,高岭石也可转变为绿泥石(公式(4))^[28]。镇北地区长4+5层自生高岭石的出现往往意味着溶蚀作用的发生,由于高岭石含量少且晶间孔发育,认为其对储层孔隙的影响不大。高岭石向伊利石的转化是一个减体积的反应,是储层孔隙度后期得以改善的重要原因^[27],但由于高岭石转化而来的伊利石含量较少,估计对储层孔隙度影响不大。



(3) 伊利石和伊/蒙混层

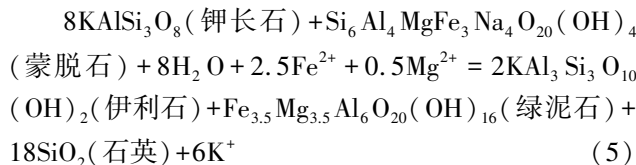
铸体薄片统计结果表明,伊利石成分体积分数平均为3.2%,黏土矿物X射线衍射反映出伊利石成分体积分数平均为0.4%,蒙皂石成分体积分数平均为0.4%,而伊/蒙混层成分体积分数平均为2.6%,三者成分体积分数平均为3.4%,估计是薄片计点统计时将伊利石、蒙皂石、伊/蒙混层三者统一纳入伊利石统计的结果。

扫描电镜下,颗粒表面主要为由蒙皂石转化形成

的蜂窝状和卷片状、丝缕状伊利石(图3R,S),为中成岩A期油气大规模充注后,储层流体介质富 K^+ 离子的碱性环境下伊/蒙混层向伊利石转化的产物。伊/蒙混层和伊利石分布在颗粒表面,但很少见搭桥状充填的伊利石,对储层孔隙度的影响总体不大。

2.3 溶蚀作用

镇北地区长4+5储层溶蚀作用较为强烈,以长石溶蚀作用为主,多沿长石节理面进行溶蚀(图3R,T),常见长石基本溶蚀殆尽形成铸模孔,而岩屑溶蚀相对较弱,主要沿着白云石岩屑等裂缝和易溶物的方向少量溶蚀(图3K)。扫描电镜下常看到长石溶蚀孔内或附近粒间孔分散片状或书页状高岭石、自生石英颗粒(图3O,R)与卷片或丝缕状伊利石(图3O,Q,R)、叶片状绿泥石(图3P,Q,R)相伴生,颗粒表面蜂窝状伊蒙混层向卷片状或丝状伊利石转化(图3S),说明长石与蒙皂石整体向伊利石、绿泥石和石英转化(公式(5))。



从不同井取芯的孔隙度和渗透率散点图趋势线来看,孔隙度相同的样品,其溶蚀孔越大则渗透率越大(图5),表明溶蚀作用对储层孔喉,特别是喉道半径的改善具有重要意义^[29-30],即在溶蚀作用较强的区域可能发育相对高孔高渗或低孔高渗的储层(图6)。

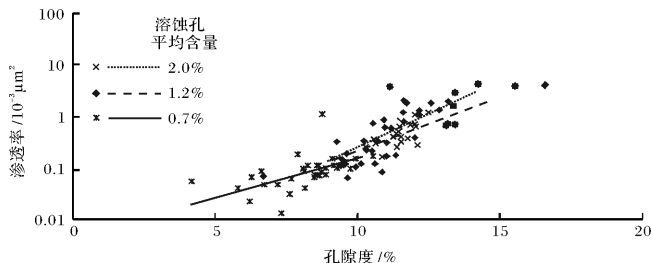


图5 镇北地区长4+5储层不同溶蚀程度下孔隙度与渗透率散点图趋势线交汇图

Fig.5 Plots of porosity and permeability of sandstones at different dissolution in Chang 4+5 reservoir in Zhenbei area

2.4 破裂作用

裂缝在研究区不发育,多为受剪切应力所致的构造裂缝,对提高储层的储集性能有限。从岩芯观察来看,镇北地区长4+5取芯井段仅偶见高角度张裂缝,倾角一般大于70°,缝面平直,长度介于5.0~40.0 cm

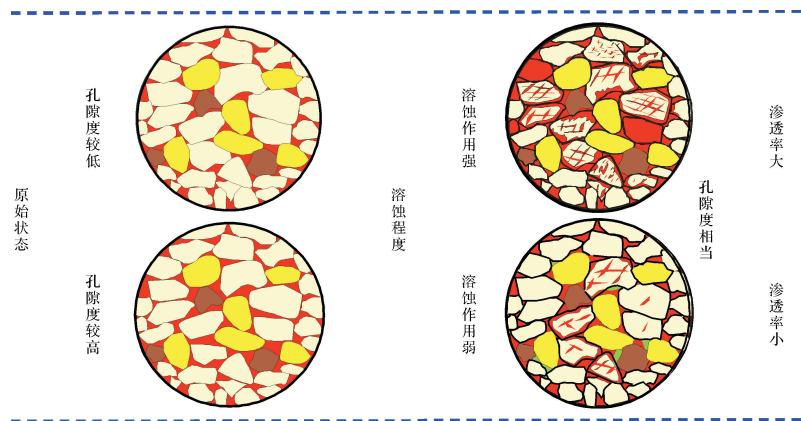


图 6 溶蚀作用显著提高砂岩储层渗透率机理图

Fig.6 Mechanism for dissolution of sandstone reservoir significantly improving the permeability

之间,宽度在 0.1~1.5 mm 左右,一类裂缝未被钙质充填,裂缝面常含油,发育此类裂缝的储层其试油产量往往较高;另一类为钙质充填或半充填裂缝,裂缝面不含油,为无效裂缝。铸体薄片下微裂缝不发育,但在阴极发光薄片下可以观察到的石英愈合裂缝和长石等刚性碎屑颗粒破裂形成的成岩破裂愈合缝(图 3C)。

3 成岩序列及成岩阶段判断

3.1 成岩序列

根据铸体薄片和扫描电镜下各类成岩现象,初步确定镇北地区长 4+5 储层成岩序列大致为:同生期蒙脱石黏土薄膜→早成岩 A 期绿泥石薄膜形成→石英溶蚀→早期油气注入→长石溶蚀→机械压实→早成岩 B 期的石英自生加大→有机酸注入→中成岩 A 期的长石溶蚀→自生高岭石形成、自生石英颗粒→伊利石及孔隙充填绿泥石形成→长石自生加大→油气充注→中成岩 B 期的铁方解石充填→铁白云石充填或交代碎屑颗粒。

3.2 成岩阶段划分

根据岩石学、古温度和有机质成熟度特征,我国石油行业(SY/T5477—2003)将碎屑岩成岩阶段划分为同生成岩阶段、早成岩阶段(A、B 期)、中成岩阶段(A、B 期)、晚成岩阶段和表生成岩阶段。

镇北地区长 4+5 砂岩中碳酸盐以铁白云石和铁方解石为主;石英自生加大边普遍达到Ⅱ级,部分达到Ⅲ级。扫描电镜观察和 X 衍射分析表明,黏土矿物以蜂窝状伊/蒙混层、叶片状绿泥石、分散片状和书页状高岭石为主,伊/蒙混层中蒙皂石相对含量均小于 15%,说明伊/蒙混层演化程度较高,为有序混层

(表 2);粒内溶孔及铸模孔发育;泥岩样品镜质组反射率介于 0.81%~0.97%(表 5),说明有机质的演化已进入成熟阶段;采用透射光与荧光显微镜相结合的方法研究表明,镇北地区长 4+5 储层次生盐水流体包裹体均一温度主要介于 90℃~120℃ 之间(图 7)。综合分析认为镇北地区长 4+5 砂岩储层经历了早成岩阶段及中成岩 A 期阶段,现处于中成岩阶段 A 晚期阶段。

表 5 镇北地区长 4+5 泥岩镜质组反射率分析

Table 5 The result of analysis of vitrinite reflectance of Chang 4+5 mudstones in Zhenbei area

井号	深度/m	层位	岩性	镜质组反射率 Ro/%
L47	1 688.1	长 4+5 ₁	黑色泥岩	0.81
M9	2 059.0	长 4+5 ₁	灰色粉砂泥岩	0.96
M9	2 062.1	长 4+5 ₁	黑色泥岩	0.97
M11	2 050.1	长 4+5 ₂	黑色泥岩	0.89
Z53	1 946.6	长 4+5 ₂	灰色粉砂泥岩	0.89

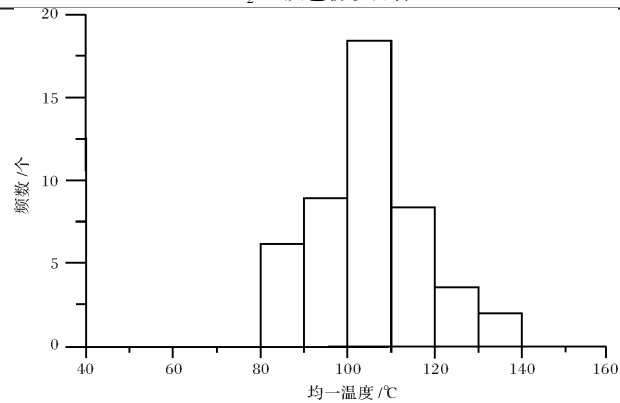


图 7 镇北地区 H315 井长 4+5 砂岩盐水包裹体均一温度分布

Fig.7 Homogenization temperature of salt water inclusion of Chang 4+5 sandstone of Well H315 in Zhenbei area

4 储层成岩相划分及其分布特征

成岩相是在沉积相研究的基础上,一定成岩环境下砂岩成岩特征的总和,强调的是岩石目前所具有的成岩特征及分布特征,隐含了成岩过程中碎屑组分、填隙物和孔隙结构的一切变化结果,是影响储层岩石储集性能的各种地质因素综合效应的表现^[31-32]。因此所划分出的成岩相应尽量反映出储层的主要成岩作用与储集性能的相关性,总结影响储层储集性能的微观因素,有助于储层的区域评价和预测。镇北地区可划分出四种主要成岩相类型,其中相对高孔高渗储层主要受绿泥石膜胶结相和长石溶蚀相控制。

4.1 绿泥石膜残余粒间孔相

绿泥石膜残余粒间孔相主要分布在水下分流河道和分流河道砂体中部,砂体厚度一般大于 15.0 m,岩性主要为含中粒细砂岩,分选好—中等,杂基和柔性组分含量较少。成岩阶段主要处于早成岩 A 期的颗粒包膜绿泥石胶结和早期油的充注阶段。储层沥青质和绿泥石薄膜较发育,颗粒间线一点接触为主,

石英自生加大边和碳酸岩胶结物分布较局限。孔隙类型主要以残余粒间孔和长石粒内溶蚀孔为主,粒间溶蚀孔不发育,溶蚀孔含量一般介于 1.0%~2.0%,面孔率一般大于 4.0%,孔喉连通性较好。孔隙度一般大于 12.0%,渗透率一般介于 $0.9 \times 10^{-3} \sim 1.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 8,9)。

4.2 机械压实相

机械压实相主要分布在水动力相对较弱的水下分流河道和分流河道砂体的边部,砂体厚度一般小于 10.0 m,岩性主要为粉砂岩及部分细砂岩,分选差,杂基和柔性组分含量高。成岩阶段主要处于早成岩 B 期的强烈机械压实作用阶段。大量塑性岩屑变形与刚性颗粒间线接触为主,石英自生加大边发育,黑云母假杂基化强烈,储层的原生粒间孔隙基本消失殆尽。孔隙类型主要以泥质杂基内微孔隙和长石粒内溶蚀孔为主,溶蚀孔含量一般小于 0.5%,面孔率一般小于 2.0%,孔喉连通性很差。孔隙度一般小于 8.0%,渗透率一般小于 $0.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,基本属无效储层(图 8,9)。

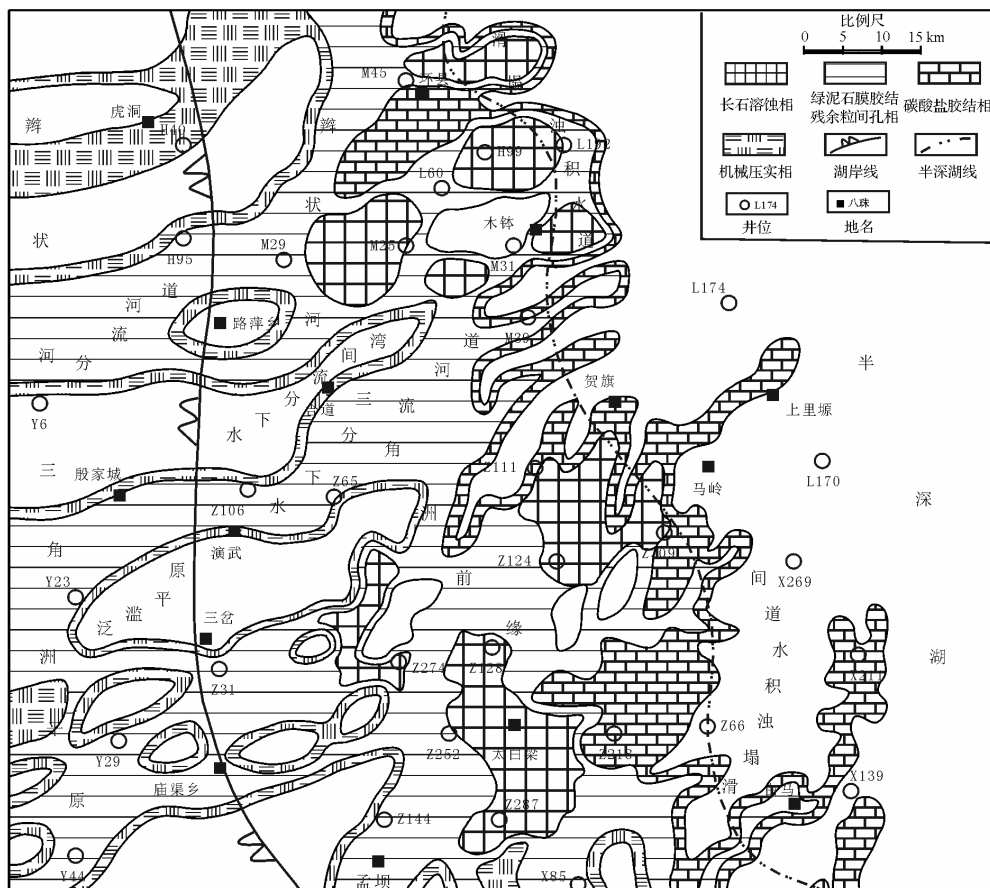


图8 镇北地区长4+5₂成岩相平面图

Fig.8 Distribution of diagenetic facies of Chang 4+5₂ reservoir in Zhenbei area

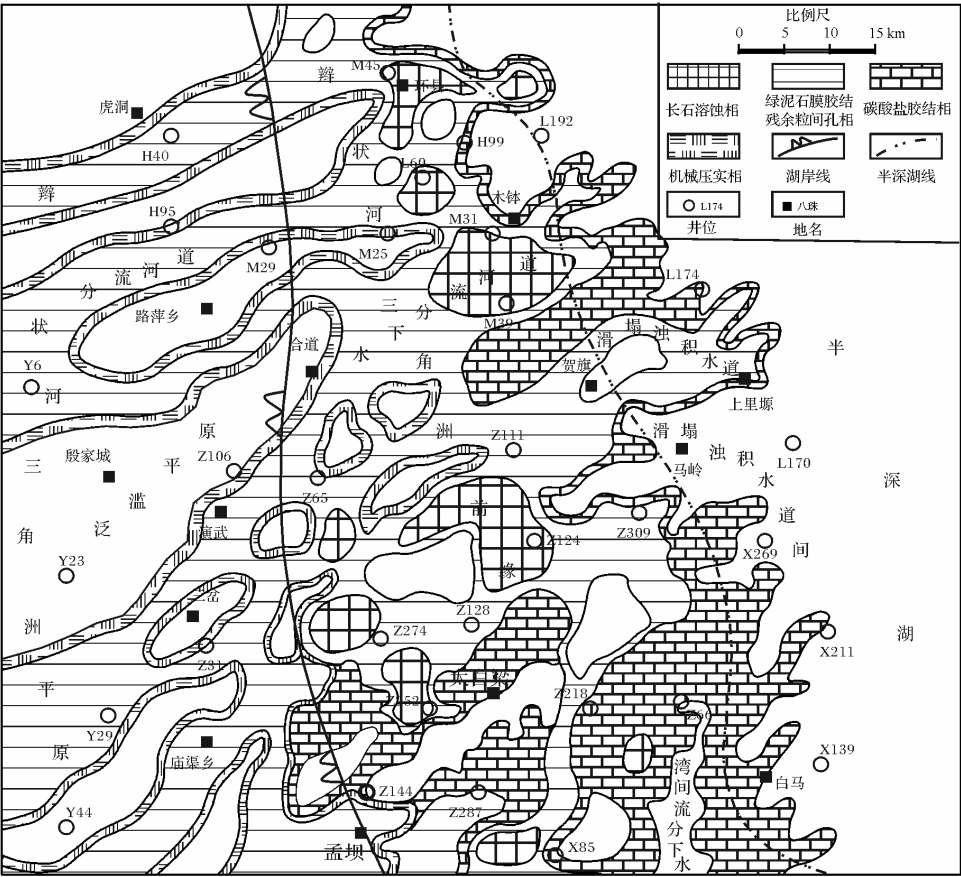


图9 镇北地区长4+5₁成岩相平面图

Fig.9 Distribution of diagenetic facies of Chang 4+5₁ reservoir in Zhenbei area

4.3 长石溶蚀相

长石溶蚀相主要呈点状分布在水下分流河道和滑塌浊积水道砂体中部,砂体厚度一般大于20.0 m,岩性主要为含中粒细砂岩,分选好,杂基和柔性组分含量少。成岩阶段主要处于中成岩 A 期强烈的长石等碎屑溶蚀作用阶段。颗粒间以线一点接触为主,储层沥青质发育,石英自生加大边和碳酸岩胶结物不发育。孔隙类型主要以残余粒间孔和长石粒内、粒间溶蚀孔为主,溶蚀孔含量一般大于2.0%,面孔率一般大于6%,孔喉连通性好。孔隙度一般大于14.0%,渗透率一般大于 $1.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图8,9)。

4.4 碳酸盐胶结相

碳酸盐胶结相通常发育在半深湖线附近的滑塌浊积水道和水下分流河道砂体的边部,砂体厚度一般在10.0~15.0 m。岩性主要为细砂岩及部分粉砂岩,分选中等,杂基和柔性组分含量少。成岩阶段主要处于中成岩 B 期强烈的铁白云石等碳酸盐胶结作用阶段。颗粒间以线接触为主,石英自生加大边较发育,

碳酸盐胶结物以铁白云石为主,常以加大边、孔隙式充填于粒间、粒内溶蚀孔中,残余粒间孔不发育,溶蚀孔含量一般介于0.5~1.0%,面孔率一般小于4.0%,孔喉连通性较差。孔隙度一般介于8.0%~12.0%,渗透率一般介于 $0.3\times 10^{-3}\sim 0.9\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (图8,9)。

5 结论

(1) 镇北地区长4+5 主要发育低孔特低渗透储层,以大孔微喉道类型为主。岩性主要为含中粒的细粒长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩,碎屑岩成分复杂,成分成熟度较高,结构成熟度中等。区内长4+5 主要属鄂尔多斯盆地西南部辫状河三角洲沉积体系,有利储层主要位于辫状河三角洲前缘亚相。

(2) 区内长4+5 储层主要经历的成岩作用类型有:早成岩 A 期的绿泥石膜胶结作用、早期油的充注作用、机械压实作用,早成岩 B 期的石英自生加大作用,中成岩 A 期的长石溶蚀作用、晚期油的充注以及持续到中成岩 B 期的铁白云石等碳酸盐胶结作用。

早成岩 A 期的绿泥石膜胶结作用、早期油的充注作用抑制了机械压实和胶结作用,使储层孔隙得到较好的保存,中成岩 A 期的长石溶蚀作用有利于形成相对高孔高渗的优质储层,持续到中成岩 B 期的铁白云石等碳酸盐胶结作用常形成致密储层。

(3) 依据沉积作用和成岩作用对储层孔隙的影响,划分出绿泥石膜残余粒间孔相、机械压实相、长石溶蚀相、碳酸盐胶结相等四种成岩相。其中长石溶蚀相常形成相对高孔高渗储层发育区,沉积上主要呈点状分布在砂体厚度大于 20.0 m,储层分选好的辫状河三角洲前缘亚相水下分流河道微相砂体中部。

参考文献 (References)

- 1 朱筱敏,邓秀芹,刘自亮,等. 大型坳陷湖盆浅水辫状河三角洲沉积特征及模式:以鄂尔多斯盆地陇东地区延长组为例[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 19-28. [Zhu Xiaomin, Deng Xiuqin, Liu Ziliang, et al. Sedimentary characteristics and model of shallow braided delta in large-scale lacustrine: An example from Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 19-28.]
- 2 陈美婷. 陇东地区延长组长 4+5 油层组储层特征及其发育主控因素研究[D]. 成都:成都理工大学, 2013. [Chen Meiting. A study on the reservoir characteristics and dominated factors of chang 4+5 oil layers of Yanchang Formation in Longdong area[D]. Chengdu: Chengdu University of Technology, 2013.]
- 3 冉新权,吴胜和,付晶,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组低渗透储层孔隙结构分类研究[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 77-85. [Ran Xinquan, Wu Shenghe, Fu Jing, et al. Research on the pore structure classification of low permeability reservoir of the Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin [J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 77-85.]
- 4 李道品,罗迪强,刘雨芬,等. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社, 1997: 4-9, 45-50. [Li Daopin, Luo Diqiang, Liu Yufen, et al. Development of Low Permeability Sandstone Oilfield[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1997: 4-9, 45-50.]
- 5 Beard D C, Weyl P K. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. AAPG Bulletin, 1973, 57(2): 349-369.
- 6 梁晓伟,高薇,王芳. 特低渗透储集层成岩作用及孔隙演化定量表征——以鄂尔多斯盆地姬塬地区为例[J]. 新疆石油地质, 2010, 31(2): 150-153. [Liang Xiaowei, Gao Wei, Wang Fang. Quantitative characterization of diagenesis and pore evolution of super-low permeability reservoirs—An example from Jiyuan area in Ordos Basin [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2010, 31(2): 150-153.]
- 7 郭彦如,刘俊榜,杨华,等. 鄂尔多斯盆地延长组低渗透致密岩性油藏成藏机理[J]. 石油勘探与开发, 2012, 39(4): 417-425. [Guo Yanru, Liu Junbang, Yang Hua, et al. Hydrocarbon accumulation mechanism of low permeable tight lithologic oil reservoirs in the Yanchang Formation, Ordos Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39(4): 417-425.]
- 8 付金华,柳广弟,杨伟伟,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组低渗透油藏成藏期次研究[J]. 地学前缘, 2013, 20(2): 125-131. [Fu Jinhua, Liu Guangdi, Yang Weiwei, et al. A study of the accumulation periods of low permeability reservoir of Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 125-131.]
- 9 钟大康,朱筱敏,王红军. 中国深层优质碎屑岩储层特征与形成机理分析[J]. 中国科学(D 辑): 地球科学, 2008, 38(增刊 1): 11-18. [Zhong Dakang, Zhu Xiaomin, Wang Hongjun. Characteristics and formation mechanism of deep buried and high quality clastic rock reservoir in China[J]. Science China (Seri. D): Earth Sciences, 2008, 38(Suppl.1): 11-18.]
- 10 赵艳军,陈红汉. 油包裹体荧光颜色及其成熟度关系[J]. 地球科学, 2008, 33(1): 91-96. [Zhao Yanjun, Chen Honghan. The relationship between fluorescence colors of oil inclusions and their maturities [J]. Earth Science, 2008, 33(1): 91-96.]
- 11 叶瑛,沈忠悦,郑丽波,等. 塔里木库车坳陷中新生界储层砂岩成岩期钠长石化[J]. 高校地质学报, 1999, 5(3): 251-259. [Ye Ying, Shen Zhongyue, Zheng Libo, et al. Diagenetic albitization in the Mesozoic and Cenozoic reservoir sandstones from Kuche depression, North Tarim, Xinjiang, China [J]. Geological Journal of China Universities, 1999, 5(3): 251-259.]
- 12 田建峰,刘池洋,王桂成,等. 鄂尔多斯盆地三叠系延长组砂岩的碱性溶蚀作用[J]. 地球科学, 2011, 36(1): 103-110. [Tian Jianfeng, Liu Chiyang, Wang Guicheng, et al. Alkaline dissolution of sandstone in the Triassic Yanchang Formation in the Ordos Basin[J]. Earth Science, 2011, 36(1): 103-110.]
- 13 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): 87-96. [Liu Yiqun, Li Wenhui. 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): 87-96.]
- 14 王琪,嵇喜准,陈国俊,等. 延长组砂岩中碳酸盐胶结物氧碳同位素组成特征[J]. 天然气工业, 2007, 27(10): 28-32. [Wang Qi, Zhuo Xizhun, Chen Guojun, et al. Characteristics of carbon and oxygen isotopic compositions of carbonate cements in Triassic Yanchang sandstone in Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2007, 27(10): 28-32.]
- 15 姚泾利,王琪,张瑞,等. 鄂尔多斯盆地中部延长组砂岩中碳酸盐胶结物成因与分布规律研究[J]. 天然气地球科学, 2011, 22(6): 943-950. [Yao Jingli, Wang Qi, Zhang Rui, et al. Origin and spatial distribution of carbonate cements in Yanchang Fm. (Triassic) sandstones within the lacustrine center of Ordos Basin, NW China[J]. Natural Gas Geoscience, 2011, 22(6): 943-950.]
- 16 包洪平,杨奕华,王晓芳,等. 同沉积期火山作用对鄂尔多斯盆地上古生界砂岩储层形成的意义[J]. 古地理学报, 2007, 9(4): 397-406. [Bao Hongping, Yang Yihua, Wang Xiaofang, et al. Significance of synsedimentary volcanism for formation of sandstone reservoirs of the Upper Paleozoic in Ordos Basin [J]. Journal of Palaeogeography, 2007, 9(4): 397-406.]
- 17 田建峰,陈振林,凡元芳,等. 砂岩中自生绿泥石的产状、形成机制及其分布规律[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2008, 27(2): 200-

205. [Tian Jianfeng, Chen Zhenlin, Fan Yuanfang, et al. The occurrence, growth mechanism and distribution of authigenic chlorite in sandstone[J]. Bulletin of Mineralogy, Petrology and Geochemistry, 2008, 27(2): 200-205.]
- 18 王宏语,樊太亮,肖莹莹,等. 凝灰质成分对砂岩储集性能的影响[J]. 石油学报,2010,31(3):432-439. [Wang Hongyu, Fan Tailiang, Xiao Yingying, et al. Effect of tuffaceous components on physical property of sandstone reservoir[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(3): 432-439.]
- 19 张金亮,司学强,梁杰,等. 陕甘宁盆地庆阳地区长8油层砂岩成岩作用及其对储层性质的影响[J]. 沉积学报,2004,22(2):225-233. [Zhang Jinliang, Si Xueqiang, Liang Jie, et al. Diagenesis of lacustrine deltaic sandstones and its impact on reservoir quality[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2004, 22(2): 225-233.]
- 20 Grigsby J D. Origin and growth mechanism of authigenic chlorite in sandstones of the Lower Vicksburg Formation, South Texas[J]. Journal of Sedimentary Research, 2001, 71(1): 27-36.
- 21 田建锋,陈振林,杨友运. 自生绿泥石对砂岩储层孔隙的保护机理[J]. 地质科技情报,2008,27(4):49-54. [Tian Jianfeng, Cheng Zhenlin, Yang Youyun. Protection mechanism of authigenic chlorite on sandstone reservoir pores[J]. Geological Science and Technology Information, 2008, 27(4): 49-54.]
- 22 刘林玉,曹青,柳益群,等. 白马南地区长8₁砂岩成岩作用及其对储层的影响[J]. 地质学报,2006,80(5):712-717. [Liu Linyu, Cao Qing, Liu Yiqun, et al. Chang 8₁ sandstone diagenesis and the influence on Chang 8₁ reservoir of south area of Baima, Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2006, 80(5): 712-717.]
- 23 刘林玉,曲志浩,孙卫,等. 新疆鄯善油田碎屑岩中的粘土矿物特征[J]. 西北大学学报:自然科学版,1998,28(5):443-446. [Liu Linyu, Qu Zhihao, Sun Wei, et al. Properties of clay mineral of clastic rock in Shanshan oil field, Xinjiang[J]. Journal of Northwest University: Natural Science Edition, 1998, 28(5): 443-446.]
- 24 曾伟. 张强凹陷上侏罗统成岩作用及储层分布[J]. 西南石油学院学报,1996,18(4):9-14. [Zeng Wei. Diagenesis and reservoir distribution of Upper Jurassic Series in Zhangqiang Hollow[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1996, 18(4): 9-14.]
- 25 黄思静,谢连文,张萌,等. 中国三叠系陆相砂岩中自生绿泥石的形成机制及其与储层孔隙保存的关系[J]. 成都理工大学学报:自然科学版,2004,31(3):273-281. [Huang Sijing, Xie Lianwen, Zhang Meng, et al. Formation mechanism of authigenic chlorite and relation to preservation of porosity in nonmarine Triassic reservoir sandstones, Ordos Basin and Sichuan Basin, China[J]. Journal of Chengdu University of Technology: Science & Technology Edition, 2004, 31(3): 273-281.]
- 26 田建锋,喻建,张庆洲. 孔隙衬里绿泥石的成因及对储层性能的影响[J]. 吉林大学学报:地球科学版,2014,44(3):741-748. [Tian Jianfeng, Yujian, Zhang Qingzhou. The pore-lining chlorite formation mechanism and its contribution to reservoir quality[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2014, 44(3): 742-748.]
- 27 黄思静,黄可可,冯文立,等. 成岩过程中长石、高岭石、伊利石之间的物质交换与次生孔隙的形成:来自鄂尔多斯盆地上古生界和川西凹陷三叠系须家河组的研究[J]. 地球化学,2009,38(5):498-506. [Huang Sijing, Huang Keke, Feng Wenli, et al. Mass exchanges among feldspar, kaolinite and illite and their influences on secondary porosity formation in clastic diagenesis-A case study on the Upper Paleozoic, Ordos Basin and Xujiache Formation, western Sichuan depression[J]. Geochimica, 2009, 38(5): 498-506.]
- 28 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,1989:79-98. [Zheng Junmao, Pang Ming. The Diagenesis of Clastic Reservoir[M]. Wuhan: China University of Geology Press, 1989: 79-98.]
- 29 王瑞飞,陈明强,孙卫. 鄂尔多斯盆地延长组超低渗透砂岩储层微观孔隙结构特征研究[J]. 地质论评,2008,54(2):270-277. [Wang Ruifei, Chen Mingqiang, Sun Wei. The research of micro-pore structure in super-low permeability sandstone reservoir of the Yan-chang Formation in Ordos Basin[J]. Geological Review, 2008, 54(2): 270-277.]
- 30 高辉,解伟,杨建鹏,等. 基于恒速压汞技术的特低—超低渗砂岩储层微观孔隙喉特征[J]. 石油实验地质,2011,33(2):206-209. [Gao Hui, Xie Wei, Yang Jianpeng, et al. Pore throat characteristics of extra-ultra low permeability sandstone reservoir based on constant-rate mercury penetration technique[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2011, 33(2): 206-209.]
- 31 邹才能,陶士振,周慧,等. 成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. 石油勘探与开发,2008,35(5):526-540. [Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 526-540.]
- 32 陈彦华,刘莺. 成岩相—储集体预测的新途径[J]. 石油实验地质,1994,16(3):274-281. [Chen Yanhua, Liu Ying. Diagenetic Facies-a new approach to the prediction of reservoir rocks[J]. Experimental Petroleum Geology, 1994, 16(3): 274-281.]

Diagenesis and Diagenetic Lithofacies of Tight Reservoir of Chang4+5 Member of Yanchang Formation in Zhenbei, Ordos Basin

ZHENG QingHua^{1,2} LIU YiQun¹

(1. Department of Geology, State Key Laboratory of Continental Dynamics, Northwest University, Xi'an 710069;

2. Research Institute of Petroleum Exploration and Development, National Engineering Laboratory for Permeability Petroleum Exploration and Development, PetroChina Changqing Oilfield Company, Xi'an 710018)

Abstract: Though the prospective of oil reserves of tight reservoir of Chang 4+5 reservoir of Yanchang Formation, which contains tuffaceous component, is great in Zhenbei area, Ordos Basin, but the mechanism and distribution of relatively high porosity and permeability is not clear causing the speed of oil exploration and development slowly. Diagenesis and favorable diagenetic facies of Chang 4+5 Member of Yanchang Formation are researched by casting slice, scanning electron microscope, electron probe microanalysis, cathodeluminescence, micro fluorescence, X-ray diffraction and fluorescence, fluid inclusion, high pressure mercury, and physical properties technique. The results show that the quartz overgrowths of siliceous cementation and iron dolomite of carbonate cementation caused the background of low porosity and ultra low permeability reservoir of Chang 4+5 reservoir in the study area, and the diagenetic stage has reached the "A" middle now. Chlorite film cementation and early oil accumulation effectively protected pores, and limited the mechanical compaction and cementation. The intense dissolution of feldspar components could greatly improved the porosity and caused the relatively high porosity and permeability reservoir. There are mainly divided into four kinds of diagenetic facies, including mechanical compaction facies, carbonate cementation facies, chlorite cementation facies and feldspathic solution facies. The most favorable diagenetic facies is feldspathic solution facies, which mainly distributes in the middle sandbody of the underwater distributary channel, and it is favorable for the formation of relatively high porosity and permeability reservoir, which surface porosity is more than 6.0%, porosity is more than 14.0%, permeability is more than $1.30 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Comprehensive studies have shown that the combination of sedimentation and diagenesis control the distribution of relatively high porosity and permeability reservoir.

Key words: relatively high porosity and permeability reservoir; diagenesis; diagenetic lithofacies; Ordos Basin