

吉林四五家子油田下白垩统泉二段储层 成岩储集相及储集空间演化

黄述旺, 窦齐丰

(石油大学资源与信息学院, 北京 102249)

摘要: 利用四五家子油田取心井的岩石铸体薄片鉴定、扫描电镜观察、粘土矿物 X 衍射分析等资料, 研究了泉二段储层的成岩作用、成岩演化序列, 并划分了成岩作用阶段。泉二段储层可划分为 4 种成岩储集相类型, 储集物性由好至差依次为, A 相: 弱胶结中等压实粒间孔成岩储集相; B 相: 胶结物溶解次生孔隙成岩储集相; C 相: 杂基充填强压实微孔隙成岩储集相; D 相: 早期方解石胶结成岩储集相。详细阐述了各类成岩储集相的特征, 并对其成因进行了分析。最后探讨了泉二段储层的储集空间类型及其演化模式。

关键词: 四五家子油田; 泉二段; 成岩储集相; 储集空间演化。

中图分类号: P618.130.1

文献标识码: A

文章编号: 1000-2383(2002)06-0723-06

作者简介: 黄述旺(1944—), 男, 教授, 1966 年毕业于北京地质学院, 主要从事测井地质和油藏描述的教学和科研工作。

四五家子油田位于吉林省公主岭市境内, 构造上处于松辽盆地东南隆起区杨大城子背斜带南缘, 属该背斜带的一个局部构造, 西南与茅山构造相邻, 南临梨树凹陷(图 1)。

区内下白垩统泉头组发育较全, 青山口组青一段以上至第三系全部缺失。泉头组由下至上可划分为 4 段, 其中泉二段 Jq^2 埋深约 400~600 m, 厚 260~330 m。根据古地形、古物源、古生态和古气候研究, 本区泉二段沉积时期, 在古隆起的背景上沉积了一套曲流河和辫状河沉积物。下部为砂泥岩互层, 中部为紫红色泥岩夹棕褐色、深灰色砂岩, 上部为紫红色泥岩。发育河道滞留沉积、点坝(边滩)沉积、天然堤、决口扇、河漫滩和心滩等微相类型。

泉二段 Jq^2 储层岩性上以细砂岩和粉砂岩为主, 少量粗砂岩和中砂岩, 局部发育砾岩。以岩屑长石砂岩为主, 岩屑质长石砂岩和长石质岩屑砂岩为次。碎屑组分中以长石为主, 体积分数为 38%~45%, 平均为 39%。石英为 20%~33%, 平均为 28%, 岩屑为 23%~45%, 平均为 33%。矿物成熟度指数为 0.348~0.493, 成分成熟度偏低。碎屑颗粒

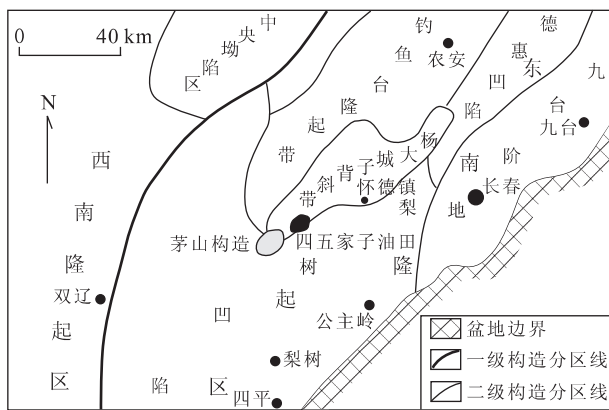


图 1 四五家子油田构造位置

Fig. 1 Tectonic location of Siwujiashi oilfield

多呈次棱角状, 磨圆度差, 分选系数 0.77~2.33, 分选性中等—好, 结构成熟度中等偏低。

1 主要成岩作用类型

影响储集物性的因素主要有沉积作用和成岩作用 2 个方面。沉积作用决定储层原始物性, 主要包括沉积微相、物源区母岩性质、碎屑组分的矿物成分、粒级大小、分选性及杂基含量等。水动力较强、分选

好、杂基含量低的沉积微相,其物性较好,原始粒间孔发育;反之则差。成岩作用对储层起改造作用^[1,2],包括杂基充填作用、压实作用、自生矿物的析出和胶结作用、交代作用、溶解作用。其中,机械压实作用、早期胶结作用使储层物性变差,晚期溶解作用则有利于次生孔隙的形成,并使物性得以改善。

1.1 杂基充填作用

杂基是指充填于碎屑颗粒之间的泥质和粘土粒级的细粉砂物质。杂基质量分数较高,最高达 25%,平均为 8%。杂基充填于碎屑颗粒之间,使储层孔隙度和渗透率降低。杂基内也可形成微孔隙。杂基充填作用主要发生于沉积期和同生成岩期。

1.2 压实作用

主要发生机械压实作用,具体表现为:(1)碎屑颗粒之间多为点接触,少量为悬浮接触,部分为线一点接触;(2)塑性颗粒(岩屑)保存基本完好,仅有轻微的挤压变形;(3)刚性岩屑(长石和石英)大多未受挤压破碎和断裂,未见或少见波状消光;(4)镜下见长条状矿物(如长石)保存完好,片状云母仅有轻微弯曲。

以上特征反映压实作用强度中等。其原因主要有:(1)构造发育史。本区泉二段储层现埋藏深度为 400~600 m,在泉头组末期该区即开始抬升,古埋深达中等埋藏深度,而未进入深埋环境;(2)胶结物含量影响压实作用强度。方解石早期胶结作用强的细砂岩,由于胶结作用对压实作用所起的“缓冲”作用,表现为弱压实;胶结物含量低,胶结作用弱的细砂岩,表现为中等压实;(3)不同岩性压实作用强度有差异。粉砂岩和泥质粉砂岩由于粒度细、分选差、粘土杂基含量高、原始物性差、抗压强度低,表现为中等—强压实;细砂岩由于粒度相对较粗、分选中—好、含较多的刚性岩屑、原始物性相对较好、抗压强度相对较高,表现为中—弱压实。

压实作用使储层孔隙度和渗透率降低,对储层储集物性起破坏作用。

1.3 自生矿物的析出和胶结作用

自生矿物的析出和胶结作用可发生在沉积期、埋藏成岩期及表生成岩期各个时期。胶结作用类型有:碳酸盐矿物胶结作用、自生粘土矿物胶结作用以及石英和长石的次生加大作用。

1.3.1 碳酸盐胶结作用 以方解石为主,少量白云石和铁方解石。依据其晶形和相互关系,碳酸盐胶结物可分为 2 期:第 1 期为亮晶无铁方解石,呈自形晶,表面干净明亮,呈连晶式和嵌晶式胶结,形成于

早成岩 B 亚期。在强烈机械压实作用发生之前,原始粒间孔尚未破坏,直接从孔隙水的沉淀结晶出来,晶体有充分的生长空间,因而趋向于形成自形晶体。此类方解石胶结物对储层的物性影响较大,方解石强烈胶结的砂岩,孔隙度和渗透率都很低,仅见少量残留的粒间孔隙;第 2 期为亮晶铁方解石和白云石,铁方解石多呈半自形粒状充填于孔隙中,白云石呈菱形晶体,分布于粒间。铁方解石和白云石形成于晚成岩 A 亚期,其铁、镁来源与晚成岩期粘土矿物转化和暗色矿物分解过程中析出的铁、镁有关。

一般而言,碳酸盐胶结作用对储层的储集物性起破坏作用,但本区的情况有所不同。由于本区储层中方解石的早期胶结作用对机械压实作用起缓冲作用,使储层免受强烈压实,而在以后构造抬升过程中,早期方解石胶结物发生了强烈的溶解,形成了大量的粒间方解石次生溶孔,对储层的孔渗性起到了改善作用。

1.3.2 自生粘土矿物胶结作用 自生粘土矿物胶结作用较为普遍。主要有高岭石、伊利石、蒙脱石、绿泥石及伊/蒙混层。(1)高岭石:分布较普遍,相对质量分数为 3%~54%。单体呈假六方片状,集合体呈蠕虫状、书页状,充填于粒间孔中。自生高岭石的形成需要有足够的铝离子及 SiO_2 ,富含 CO_2 、低 pH 值、富有机质的孔隙水有利于高岭石的形成;(2)伊利石:分布较普遍,相对质量分数较高,为 25%~79%。扫描电镜下多呈片状及丝状分布于粒间及粒表;(3)蒙脱石:分布较普遍,相对质量分数仅次于伊利石和高岭石而居第三,为 5%~26%。薄片可见蒙脱石集合体包覆于碎屑颗粒周围,扫描电镜下多呈丝状、片状分布于粒表及粒间;(4)绿泥石:分布局限,相对质量分数低,为 13%~17%。绿泥石是酸敏性矿物。

1.3.3 石英次生加大 石英次生加大弱,且分布不普遍。在个别薄片可见石英次生加大,在扫描电镜下见石英次生加大,形成自形晶面,多数为 I 级加大,仅个别可达 II 级加大。

不同岩石类型胶结物含量不同,因而其胶结作用强度也不相同。分选好、胶结物含量高的细砂岩表现为中等—强胶结;粒间胶结物含量低的细砂岩表现为弱胶结。

1.4 溶解作用

溶解作用可形成次生溶蚀孔隙,是对储层储集物性改善的一种主要成岩作用。本区泉二段储层中所见溶解作用主要有:(1)碎屑颗粒溶解:主要为长

石碎屑的溶解. 长石边缘溶解呈港湾状,或沿解理缝和双晶缝溶解成残骸状,很少见到完全溶解的长石. 本区长石溶解弱,且分布不普遍,形成的次生溶孔有限,对储层储集空间改善的作用不大;(2)胶结物溶解:主要为方解石胶结物的溶解,形成粒间胶结物次生溶孔,局部粒间见粒状方解石溶解残余,为本区储层储集空间改善,产生次生孔隙的主要成岩作用.

1.5 交代作用

方解石交代作用广泛而强烈. 方解石常交代长石、岩屑,使其边缘呈港湾状、锯齿状,进一步交代呈残骸状,甚至完全交代呈交代假像.

2 成岩演化序列和成岩作用阶段划分

2.1 成岩演化序列

埋藏成岩过程中,发生的各种成岩事件有早有晚,有强有弱. 通过对储层的岩石学特征、碎屑组分的成岩变化、自生矿物的类型、分布、形成的先后顺序及相互交代关系、各种成岩作用的特征,总结出本区泉二段储层的成岩演化序列(图 2),其特点如下:(1)干旱、炎热、氧化环境下泉二段河流沉积相沉积物的形成;(2)泉二段沉积后在上覆沉积物的覆盖下进入浅埋藏环境;(3)早成岩期弱压实作用;(4)早成岩期亮晶方解石胶结作用;(5)少量自生高岭石形成并充填粒间孔;(6)自生蒙脱石形成;(7)少量石英 I 级加大;(8)方解石交代长石;(9)埋藏深度加深,进入中等埋藏环境;(10)晚成岩 A 亚期中—强压实作用;(11)晚成岩 A 亚期铁方解石和白云石的形成及

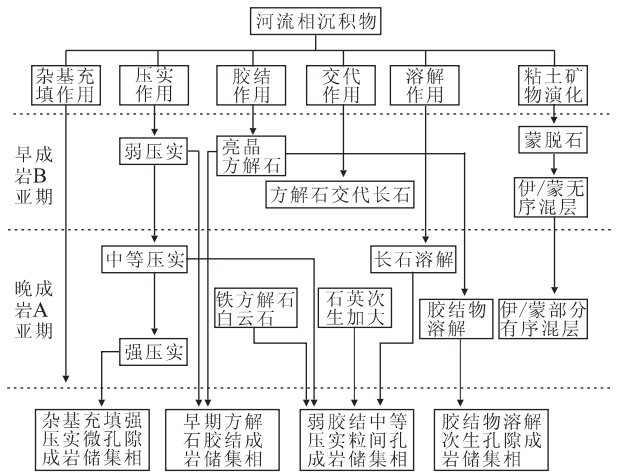


图 2 四五家子油田泉二段储层成岩演化序列

Fig. 2 Diagenetic sequences of Jq² at Siwujiazi oilfield

层位	成岩阶段		压 实 作 用	自生矿物								溶解作用		接 触 关 系	储 集 间 隙 类 型	空 隙 类 型		
	期	亚期		蒙 脱 石 (S)	伊 利 石 (I)	I/S 混 层	绿 泥 石	高 岭 石 (K)	石 英 加 大	长 石 加 大	方 解 石	铁 方 解 石	白 云 石				岩 屑	长 石
泉二段	早成岩	B	弱							I级					弱溶解	弱溶解	点	粒为生 间主量 孔次孔
	晚成岩	A	中等 至强							II级	少见				弱溶解	中等溶 解	强烈溶 解	点—线

图 3 四五家子油田泉二段储层成岩作用阶段划分

Fig. 3 Diagenetic stages of Jq² at Siwujiazi oilfield

交代作用;(12)石英次生加大达 II 级,形成自形晶面;(13)长石溶解和早期亮晶方解石胶结物的溶解,形成粒间胶结物溶孔和粒内溶孔;(14)粘土矿物中蒙脱石转化,从早成岩期的伊/蒙无序混层向晚成岩期的部分有序混层转化.

2.2 成岩作用阶段划分

根据岩石结构、孔隙类型、自生矿物分布、形成顺序、粘土矿物类型及转化,将本区泉二段储层划分为早成岩 B 亚期和晚成岩 A 亚期(图 3).

(1)早成岩 B 亚期:为河流相沉积物由未固结到石化成岩的阶段,埋深较浅,最高古地温约为 70~85 ℃,有机质半成熟,压实作用弱,碎屑颗粒之间以点接触为主,岩石半固结—固结. 自生高岭石充填粒间,大量方解石胶结物充填孔隙,并交代长石碎屑. 少量石英 I 级加大,扫描电镜下见石英形成自形晶面. 富含蒙脱石,并开始明显向伊利石转化,混层中蒙脱石层占 80%~85%,为无序混层. 孔隙类型以原生粒间孔为主,少量次生溶孔.

(2)晚成岩 A 亚期:随着埋深增大,进入中等埋藏环境,压实作用增强,为中强压实. 最高古地温为 85~90 ℃,有机质成熟,并产生有机酸. 碎屑颗粒之间以点—线接触为主,部分线接触,岩石已固结成岩,石英以 I 级加大为主,少量见 II 级加大,扫描电镜下见石英被自形晶面包围及自形的石英晶体. 少量铁方解石和白云石分布于粒间. 扫描电镜下可见粒间和粒表的自生高岭石、伊利石、绿泥石和伊/蒙混层矿物. 粘土矿物中蒙脱石向伊利石转化,并脱出层间水,I/S 混层为部分有序混层. 含有机酸的孔隙水对早成岩期形成的方解石胶结物的溶解作用形成了粒间胶结物溶孔,长石也发生部分溶解,形成粒内溶孔. 孔隙类型为粒间孔、粒间溶孔及粒内溶孔的混合孔隙类型.

3 储集空间类型

依据薄片鉴定及扫描电镜观察,储集空间类型主要有粒间孔隙、粒间胶结物溶孔、粒内溶孔、晶间孔及微孔隙。(1)粒间孔:碎屑沉积物形成时颗粒之间的孔隙。在成岩过程中,受压实作用和胶结作用影响,岩石的原生粒间孔隙不断减小。此类孔隙是泉二段储层的主要储集空间类型;(2)粒间溶孔:颗粒边缘、粒间胶结物及杂基发生溶解形成的孔隙。本区储层中见方解石胶结物发生溶解,形成大量粒间方解石溶解孔隙。也见到部分颗粒边缘发生溶解;(3)粒内溶孔:仅见部分长石发生溶解,形成少量粒内溶孔;(4)晶间孔:方解石胶结物晶体形成少量晶间孔以及石英次生加大后自形晶面之间的晶间孔;(5)微孔:粘土矿物晶体之间的微小孔隙。主要为高岭石晶间微孔及粘土杂基内微孔。

本区储层储集空间以粒间孔为主,次为粒间溶孔,少量粒内溶孔、晶间孔及微孔。

4 成岩储集相和储集空间演化模式

4.1 成岩储集相

成岩储集相是影响储层性质的某种或几种成岩作用及特有的储集空间组合,它反映沉积岩的目前面貌,这一面貌是其成岩过程中所经历的一系列成岩变化的结果^[3]。通过对各项资料的分析,综合考虑沉积微相类型、岩石类型、粒度和分选性、砂岩中碎屑组分(石英、长石和岩屑)特征及含量、杂基含量、胶结物类型及含量、储集空间类型、压实作用、胶结作用和溶解作用的强弱等因素,将本区泉二段储层分为 4 种成岩储集相类型(表 1)。

(1)弱胶结中等压实粒间孔成岩储集相(A相)。岩性为以细砂岩为主,少量粗粉砂岩,分选性中等—好,颗粒之间以点接触为主,部分点—线接触,接触式胶结,粒间胶结物含量低,一般不超过 5%,类型为自生粘土矿物、铁方解石、白云石及少量石英次生加大胶结。胶结作用弱,压实作用中等。原始物性较好,粒间孔在成岩过程中未受胶结作用破坏,虽然压实作用破坏了部分原生粒间孔,但仍以原生粒间孔为主,少量长石晶内溶孔。具 I 类孔隙结构,其储集性能好,孔隙度和渗透率均较高,孔隙度可达

29.3%~29.7%,渗透率 $571.63 \times 10^{-3} \sim 996.19 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属高孔高渗中喉型储层。最大连通喉道半径(R_d)为 13.87~14.42 μm ,孔喉中值半径(R_{50})为 5.52 μm ,孔喉均值(D_m)为 8.3 μm 。孔隙非均质性弱,孔喉分选好,分选系数(S_p)为 3.6~3.9。孔隙连通程度高,峰度(K_p)为 1.9~2.1,偏度(S_{kp})为 0.68~0.80。排驱压力小,为 0.05 MPa;最大汞饱和度为 84.99%~89.23%。此类成岩储相主要分布于分选好的点坝微相细砂岩中,为最有利的储层。

(2)胶结物溶解次生孔隙成岩储集相(B相)。岩性以细砂岩为主,少量粗粉砂岩,分选性中等—好,颗粒之间以点接触为主,接触式胶结,粒间胶结物主要为方解石胶结物溶解残余及少量自生粘土矿物。溶解作用强烈,孔隙以方解石胶结物溶解孔隙为主。具 II 类孔隙结构,其储集性能较好,孔隙度较 I 类略低,为 27.6%~28.6%,但渗透率比 I 类降低许多,为 $181.48 \times 10^{-3} \sim 234.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属高孔中渗细喉型储层。最大连通喉道半径(R_d)为 10.2 μm ,孔喉中值半径(R_{50})为 0.47~1.66 μm ,孔喉均值(D_m)为 9.31~10.15 μm 。孔隙非均质性较弱,孔喉分选较好,分选系数(S_p)为 3.95。孔隙连通程度较高,峰度(K_p)为 1.45~1.55,偏度(S_{kp})为 0.03~0.38。排驱压力小,为 0.07 MPa;最大汞饱和度为 71.76%~78.84%。此类成岩储集相是早期方解石胶结物在晚成岩期溶解而形成的,为有利的储层。

(3)杂基充填强压实微孔隙成岩储集相(C相)。岩性主要为粉砂岩和泥质粉砂岩,部分杂基含量高的细砂岩。岩石分选性差,粘土杂基含量高,一般为 15%~25%,胶结物含量低。主要成岩作用为杂基充填作用及压实作用。由于粒度细、粘土杂基含量高,因而压实作用较强,孔隙不发育,以粘土杂基内微孔为主,仅有少量粒间孔及溶孔。具 III 类孔隙结构,其储集性能较差,孔隙度中等,为 10.1%~21.1%,但渗透率极低,为 $0.06 \times 10^{-3} \sim 0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为中孔特低渗微喉型储层。最大连通喉道半径(R_d)为 0.75~1.44 μm ,孔喉中值半径(R_{50})为 0.06~0.14 μm ,孔喉均值(R_m)为 11.91~12.34 μm 。孔隙非均质性较强,分选系数(S_p)为 2.46~2.67。孔隙连通程度低,峰度(K_p)为 3.87~4.26,偏度(S_{kp})为 -0.99~2.46。排驱压力较大,为 0.51~0.97 MPa;最大汞饱和度 70.15%~78.66%。此类成岩储集相主要发育于河漫滩、决口扇和天然堤微相的粉砂岩

表 1 四五家子油田泉二段储层各类成岩储集相特征

Table 1 Characteristics of each diagenesis-reservoir facies of Jq² at Siwujiazi oilfield

类 型	A 相	B 相	C 相	D 相
岩性	分选好的细砂岩和粗粉砂岩	分选中等—好的细砂岩和粗粉砂岩	分选差的粉砂岩和泥质粉砂岩	分选好的细砂岩和粗粉砂岩
微相类型	点坝	点坝、天然堤	河漫滩、决口扇和天然堤	点坝、天然堤、决口扇
主要成岩作用	自生粘土矿物、铁方解石、白云石及石英次生加大胶结	粒间方解石胶结物强烈溶解	杂基充填作用	早成岩期方解石胶结作用
压实作用	中等	弱	强	弱
胶结作用	弱	弱	中等	强
溶解作用	弱	强烈	弱	弱
储集空间类型	原生粒间孔、溶孔	粒间方解石胶结物溶孔	微孔、粒间孔、溶孔	残余粒间孔、晶间孔、少量溶孔
孔隙度/%	29.3~29.7	27.6~28.6	10.1~21.1	11.6~12.7
渗透率/(10 ⁻³ μm ²)	571.63~996.19	181.48~234.01	0.06~0.25	0.05~0.07
最大连通喉道半径/μm	13.87~14.42	10.20	0.75~1.44	0.49~1.41
孔喉中值半径/μm	5.52	0.47~1.66	0.06~0.14	0.02~0.09
孔喉均值/μm	8.30	9.31~10.15	11.91~12.34	12.95~13.08
孔喉分选系数	3.6~3.9	3.95	2.46~2.67	2.32~2.54
峰度	1.9~2.1	1.45~1.55	3.87~4.26	7.41~1.55
偏度	0.68~0.80	0.03~0.38	-0.99~2.46	-1.56~-1.62
排驱压力/MPa	0.05	0.07	0.51~0.97	0.52
最大汞饱和度/%	84.99~89.23	71.76~78.84	70.15~78.66	60.24~68.14
储层孔隙结构分类	I 类高孔高渗中喉型	II 类高孔中渗细喉型	III 类中孔特低渗微喉型	IV 类低孔特低渗微喉型

和泥质粉砂岩中,在边滩微相细砂岩中也有少量分布。

(4)早期方解石胶结成岩储集相(D相)。岩性为细砂岩和粗粉砂岩,分选性中等—好,颗粒之间点接触,胶结物含量高,为 15%~25%,呈孔隙式胶结,类型为无铁方解石。成岩作用主要为早成岩 B 亚期方解石胶结作用,胶结作用强而压实作用弱。原始物性较好,但由于早期方解石的强烈胶结作用,而使原生粒间孔被方解石充填破坏,而后期方解石胶结物仅受轻微溶解,因而孔隙发育差,少量胶结后残留的粒间孔及少量方解石晶间孔及溶孔。具 IV 类孔隙结构,其储集性能极差,孔隙度低,为 11.6%~12.7%,渗透率极低,为 $0.05 \times 10^{-3} \sim 0.07 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,为低孔特低渗微喉型储层。孔喉半径极小,最大连通喉道半径(R_d)为 0.49~1.41 μm,孔喉中值半径(R_{50})为 0.02~0.09 μm,孔喉均值(R_m)为 12.95~13.08 μm。孔隙非均质性强,分选系数(S_p)为 2.32~2.54。孔隙连通程度极低,峰度(K_p)为 7.41~1.55,偏度(S_{kp})为 -1.56~-1.62。排驱压力大,为 0.52 MPa,最大达 1.5 MPa;最大汞饱和度为 60.24%~68.14%。此类成岩储集相主要出现于边滩微相的细砂岩中,在天然堤微相及决口扇微相的细砂岩中也有分布。

在以上成岩储集相中,以弱胶结中等压实粒间孔隙成岩储集相储集性能最好,其次为胶结物溶解次生孔成岩储集相,杂基充填强压实微孔隙成岩储集相储集性能较差,早期方解石胶结成岩储集相储集性能极差。

4.2 储集空间演化模式

本区泉二段储层的储集空间是沉积作用和成岩作用的综合产物,沉积作用决定沉积物的原始物性的好坏,成岩作用则对物性起进一步的改造作用。通过以上对成岩作用类型、成岩序列、成岩作用阶段、成岩储集相类型、储集空间类型及特征的研究,总结出本区泉二段储层的储集空间演化模式(图 4)。(1)使本区储层储集空间减少的成岩作用主要为压实作用和胶结作用;(2)使本区储层储集空间增加的成岩作用主要为溶解作用;(3)储层经历了浅埋藏环境的弱压实和中等埋藏的中、强压实作用,原生粒间孔急剧减少;(4)早成岩 B 亚期的早期方解石及自生高岭石、蒙脱石、伊/蒙混层充填粒间孔,使粒间孔减少。此时溶解作用弱,仅形成少量次生溶孔。另外,粘土矿物晶体之间可形成少量晶间微孔。因而此期形成了以粒间孔为主,少量次生溶孔和微孔的储集空间组合;(5)晚成岩 A 亚期,溶解作用使储集空间得以改善,主要有方解石胶结物的溶解作用形成粒间

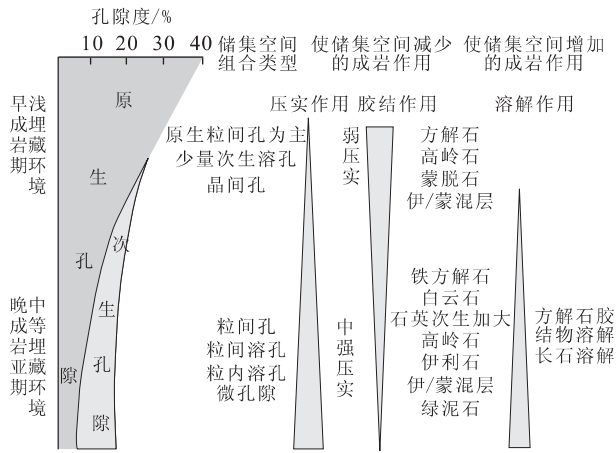


图 4 四五家子油田泉二段储层储集空间演化模式
Fig. 4 Pore space evolution of Jq^2 at Siwujiazi oilfield

胶结物溶孔;长石碎屑的溶解形成粒内溶孔。此外,石英次生加大形成的自形晶面之间可形成晶间孔;自生粘土矿物晶体之间形成晶间微孔。此期形成了粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔、晶间孔及微孔的储集

空间组合。

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.

ZHENG J M, PANG M. Diagenesis study of clastic rock [M]. Wuhan: China University of Geosciences Press, 1989.

[2] 张守鹏,蔡进功,魏魁生. 胜利油气区粒屑碳酸盐岩形成机制与储油气性[J]. 地球科学——中国地质大学学报, 2000, 25(2): 147—151.

ZHANG S P, CAI J G, WEI K S. Sedimentary mechanism and reservoir implication of grained carbonate in Shengli oilfield [J]. Earth Science—Journal of China University of Geosciences, 2000, 25(2): 147—151.

[3] 彭仕宓,黄述旺. 油藏开发地质学[M]. 北京:石油工业出版社,1998.

PENG S M, HUANG S W. Reservoir development geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.

Characteristics of Diagenesis-Reservoir Facies and Pore Space Evolution of the Second Member of Quantou Formation at Siwujiazi Oilfield, Jilin Province

HUANG Shu-wang, DOU Qi-feng
(Resources and Information Institute, University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Based on the analytic data of casting thin section, scanning electron microscope, X-ray diffraction of clay minerals of well core samples at Siwujiazi oilfield, the diageneses, diagenetic sequences and stages of the Second Member of Quantou Formation of the Lower Cretaceous were studied. The study suggests that its reservoir rocks can be divided into 4 types of diagenetic-reservoir facies, i. e. facies A, which has undergone weak cementation and middle compaction and has interparticle pores; facies B, in which calcite cements have been greatly dissolved and secondary dissolution pores have been developed; facies C, which has undergone strong compaction and has micro pores, showing matrix filled in interparticles; facies D, which has undergone early calcite cementation. The characteristics and origin of each diagenesis-reservoir facies are described in detail. Finally the types and evolution of pore space are discussed.

Key words: Siwujiazi oilfield; Jq^2 ; diagenetic-reservoir facies; pore space evolution.