文章编号:1009-3850(2012)04-0052-07

准噶尔盆地南缘中段下组合储层特征及控制因素分析

韩守华,李娴静,陈能贵,沈金龙,徐 洋

(中国石油 杭州地质研究院,浙江 杭州 310023)

摘要:准噶尔盆地南缘中段下部成藏组合主要包括侏罗系和下白垩统。通过对研究区已有的探井取心及野外露头 资料的研究,对下白垩统清水河组、上侏罗统喀拉扎组和齐古组3套储层的沉积特征及其控制因素进行了分析研 究,认为研究区储层具有较低成分成熟度、低-中等及中等-较好的结构成熟度,压实作用和胶结作用是原生孔隙损失 的主要因素。

关 键 词: 储层特征; 控制因素; 方沸石; 溶孔; 面孔率; 准噶尔盆地 中图分类号: TE122. 2⁺3 文献标识码: A

准噶尔盆地南缘中段构造上位于北天山山前 冲断带中部,包括齐古断褶带、霍玛吐背斜带及阜 康断裂带西部。该区存在3个区域性不整合:古近 系与白垩系、白垩系与侏罗系及侏罗系与下覆地层 的不整合^[1-6]。准噶尔盆地南缘中段下成藏组合主 要发育有下白垩统清水河组、上侏罗统喀拉扎组和 齐古组等3套相对有利储层(表1),其也是目前的 主要勘探目标。

1 储层岩石学特征

准噶尔盆地南缘中段构造较为复杂,沉积物源 供给性质的差异大,造成不同区块同一层位和同一 区块不同层位的岩性变化较大。通过大量铸体薄 片的鉴定统计分析,研究区储层岩石类型主要为长 石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩,少量的岩屑砂岩和岩 屑长石砂岩。总体上表现为较低成分成熟度、低-中 等及中等-较好的结构成熟度,以普遍含有方解石和 方沸石为特征。

1.1 下白垩统清水河组(K₁q)储层

下白垩统在研究区发育比较普遍,主要为湖相 沉积,仅在清水河组(K₁q)底部发育扇三角洲,是准 噶尔盆地南缘区域性盖层。岩性以不等粒粉-极细 表 1 准噶尔盆地南缘中段下组合地层特征简表 Table1 Stratigraphic division for the lower associations in the middle part of southern Junggar Basin

系	统	地层	单元	地层特征简述	沉积相		
白垩系	下统	吐谷鲁群 K _i tg	呼图壁河 组 K _i h	褐色、紫色泥岩夹灰绿 色泥岩、砂岩,构成杂 色条带。			
			清水河组 K _i q	灰色砂岩夹灰色、灰褐 色薄层泥岩。底部为土 黄色砂砾岩,中上部主 要为灰绿色砂岩、含砾 砂岩、细砂岩和褐色粉 砂岩间互,上部夹暗褐 色、灰色薄层粉砂质泥 岩或泥岩。	三角洲前缘 −滨浅湖		
侏罗系	上统	喀拉扎组J ₃ k		灰褐色砾岩夹褐色泥 岩、砾状砂岩及中粗粒 长石砂岩	冲积扇-辫 状河		
		齐古组J ₃ q		紫红色、褐红色砂质 泥岩夹紫色、灰绿色 砂质泥岩、砂岩及凝 灰岩。	辫状河三角 洲前缘-滨 浅湖		
	中统	头口	互河组J₂t	黄绿色、灰绿色砂砾岩 与杂色泥岩、灰色及灰 绿色细-粉砂岩不等厚 互层。	辫状河三角 洲前缘-滨 浅湖		

粒岩屑砂岩或长石岩屑砂岩为主(图1),其次为少

量的细中砂岩及砂砾岩等。



图 1 准噶尔盆地南缘中段下组合砂岩三端元分类图 Ⅰ.石英砂岩;Ⅱ.长石石英砂岩;Ⅲ.岩屑石英砂岩;Ⅳ.长石砂岩; Ⅴ.岩屑长石砂岩;Ⅵ.长石岩屑砂岩;Ⅲ.岩屑砂岩

Fig. 1 Triangular diagram for the sandstones from the lower associations in the middle part of southern Junggar Basin
I = quartz sandstone; II = feldspathic quartz sandstone; III = lithic quartz sandstone; IV = arkose; V = lithic arkose; VI = feldspathic lithic sandstone; VII = lithic sandstone

不同区块碎屑组分含量有明显差异(表 2)。莫 索湾凸起的石英、长石含量相对较高,平均为 34. 4%和 31.%;呼牧构造带的石英、长石平均含量相 对较低,分别为 18.3%和 12.9%;从岩屑总含量来 看,呼牧构造带含量明显偏高,平均为 68.8%,莫索 湾最低,平均为 34.1%,塑性岩屑含量均较少。杂 基含量总体较低,主要由泥质和絮凝粒组成,胶结 物主要为方解石、方沸石、黄铁矿及硅质等。横向 上,方解石在山前齐古断褶带含量最高,平均可达 9.44%;莫索湾未见方解石胶结,方沸石分布普遍, 但含量低,二者均以斑块状或斑点状分布;硅质含 量少,分布局限,以石英加大边形式产出。碎屑颗 粒分选中等、形态多为次棱角、次圆-次棱角状或次 棱角-次圆状 颗粒间以点接触为主,胶结类型主要 为孔隙式,局部见接触-孔隙式胶结,颗粒式支撑。 1.2 上侏罗统喀拉扎组(J₃k)和齐古组(J₃q)储层

上侏罗统喀拉扎组(J₃k)和齐古组(J₃q)沉积相 属于冲积扇、辫状河及辫状河三角洲前缘。其中喀 拉扎组与上覆地层吐谷鲁群为不整合接触,个别地 段为平行不整合接触,与下伏地层齐古组为整合接 触,个别处为不整合接触,在准噶尔盆地大部分地 区缺失本组沉积,分布较为局限,而齐古组分布相 对较为广泛。喀拉扎组(J₃k)岩性以细-中砂以及 不等粒长石岩屑砂岩为主,齐古组(J₃q)主要为细-中粒长石岩屑砂岩为主(图1)。

上侏罗统喀拉扎组(J₃k) 和齐古组(J₃q) 储层以 砂岩成分成熟度较低、结构成熟度较高为特征(表 3)。石英平均含量在 22.6% ~ 30% 之间,其中齐古 断褶带的喀拉扎组(J₃k) 石英含量最高,可达 37%; 长石含量在不同区块、不同层段相差不大,平均含 量在 21.3% ~ 27.0% 之间,由于沉积时期处于干 旱-半干旱气候,所以岩石中的长石颗粒风化作用表 现较强,镜下可以观察到长石可以表面呈现污浊 状。岩屑平均含量占岩石总体积的 45% 以上,以凝 灰质岩屑为主。

杂基含量少,且多含铁质,镜下多见黑褐色包 壳或不规则团块状,齐古断褶带的喀拉扎组杂基含 量相对较少(表3)。胶结物主要有方解石、方沸石、 高岭石及硅质、钠长石等;其中方解石、方沸石多以 斑状胶结,且齐古组的方沸石含量明显高于喀拉扎 组;硅质和钠长石均呈细小晶粒状,主要分布于齐 古组,喀拉扎组未见。碎屑颗粒多为次圆状,甚至 圆状,分选中等,孔隙式胶结为主,在齐古断褶带的 喀拉扎组(J₃k)砂岩中,由于填隙物含量极少而呈接 触式胶结。

表 2	清水河组((\mathbf{K},q)	碎屑组分及填隙物含量(均值)统计表
~ ~					

Table 2 Statistics of the contents of detrital compositions and interstitial materials from the Qingshuihe Formation (K_{1q})

层位	构造分区			填隙物(%)				
		石英	长石	岩屑	石英+石英质岩	塑性岩屑	杂基	胶结物
	红车断裂带	28.0	24.0	48.0	29.9	6.3	0.60	5.24
	齐古断褶带	27.0	20.3	52.7	29.4	0.5	0.26	10.59
K_1q	阜东斜坡	24.1	19.6	56.3	27.9	0.5	0.29	2.14
	呼牧构造带	18.3	12.9	68.8	19.8	3.4	1.85	4.13
	莫索湾凸起	34.4	31.4	34.1	35.3	2.4	0.86	1.77

表 3 上侏罗统碎屑组分及填隙物含量(均值)统计表

Table 3 Statistics of the contents of detrital compositions and interstitial materials from the Upper Jurassic strata

EB	构造分区			填隙物(%)				
125 122		石英	长石	岩屑	石英+石英质岩	塑性岩屑	杂基	胶结物
I.k	齐古断褶带	30.0	24.9	45.1	32.2	2.0	0.60	3.16
J3K	呼牧构造带	23.8	21.3	55.0	25.0	2.3	1.63	6.25
La	齐古断褶带	25.3	25.4	49.3	27.9	4.7	1.48	5.45
534	呼牧构造带	22.6	27.0	50.4	25.6	7.1	1.98	4.32

2 储层成岩作用

研究区储层成岩作用较为强烈,成岩作用类型 主要有压实作用、胶结作用和溶蚀作用,其次为各 种交代作用。

2.1 成岩作用类型

1. 压实作用

研究区各区块自上而下砂岩的压实作用由弱 到强,其特征为:(1)碎屑颗粒以点状、点-线状、线 状接触,孔隙式胶结为主,局部见少量压嵌-孔隙式 或压嵌式胶结;(2)塑性岩屑受挤压变形,挤入碎屑 颗粒之间形成假杂基;(3)长条状矿物弯曲变形,并 发生绿泥石化;(4)部分刚性石英颗粒发生破碎。 压实作用是造成本区储层储集物性变差的主要成 岩作用类型之一。

2. 胶结作用

以弱至中等胶结为主,发育的胶结作用类型主 要有方解石胶结作用、硅质胶结作用、沸石胶结作 用,同时发育自生黏土矿物胶结作用。其中方解石 呈斑块状、点状分布于粒间孔隙中,分布较广,胶结 作用最强,对储层储集物性的影响最大,其次是方 沸石的胶结作用。自生硅质主要分布于齐古组,但 含量较低(< 2.5%)。

胶结作用使本区储层储集物性变差,各种自生 矿物的胶结和充填作用一方面使储层砂岩的储集 空间减少,另一方面堵塞喉道而使砂岩的孔隙连通 性变差,渗透率降低。

3. 溶蚀作用

研究区储层中的溶蚀作用普遍较弱,主要表现 为长石、岩屑颗粒的选择性溶蚀,其次在喀拉扎组 和齐古组中发生方解石、方沸石的局部溶解,但溶 蚀增孔量平均不到1%,故对储层的储集性能贡献 不大。

4. 交代作用

主要表现为方解石交代碎屑颗粒中的长石,其次为长石颗粒的高岭石化。

2.2 成岩序列

根据自生矿物的成分、形态、产状、生成顺序、 组合特征、岩石颗粒接触特征和孔隙组合类型以及 镜质体反射率(Ro)来确定研究区的成岩序列与成 岩阶段。

储层砂岩在成岩演化过程中的顺序及过程为: (1)早成岩期,成岩的压实作用减少了原生粒间孔 隙方解石和方沸石的胶结;石英、长石的次生加大 以及方解石、硅质、钠长石等自生矿物析出,少量方 解石以交代长石等其他组分的形式产出,经过压溶 作用和自生矿物析出,原生粒间孔隙进一步减少; (2)早成岩阶段晚期,当粘土矿物转化提供的 Ca²⁺、 Fe²⁺、Mg²⁺达到一定浓度时,会沉淀出含铁方解石, 局部有少量白云石的沉淀作用,主要以分散的晶粒 状分布于粒间孔中,同时伴有少量的溶蚀作用。

白垩系清水河组砂岩主要处于早成岩阶段的 A 期和 B 期;喀拉扎组、齐古组砂岩主要处于早成岩 阶段的 B 期。

3 储集性能及控制因素

3.1 储集空间类型

准噶尔盆地南缘中段下组合碎屑岩储层储集 空间以孔隙为主,具少量微裂缝。据铸体薄片统 计,本研究区下白垩统清水河组和上侏罗统喀拉扎 组和齐古组储层均是以原生孔隙为主(图2a、2b)、 次生孔隙为辅的复合孔隙类型。其中次生孔隙主 要表现为长石和岩屑颗粒内溶孔(图2c)以及方解 石、方沸石胶结物溶蚀孔(图2d)。

3.2 储层物性特征

从储层物性来看(表4),研究区侏罗系喀拉扎 组的物性最好,在呼牧构造带长山1井区和齐古断 褶带野外实测剖面,其孔隙度都达到了15%以上, 通过镜下铸体薄片观察分析,胶结物含量少、颗粒 分选好是该段物性好的主要影响因素;其次是齐古 组的物性较好,孔隙度主要在5%~15%之间,相比 之下,该段齐古断褶带物性最好,孔隙度均值为



a.头屯河剖面,T40, J_sk, ×50, 中砂岩, 粒间孔。φ=19.6%; K=664mD



c.一线天剖面, Y2, J₃q, ×100, 细砂岩, 长石溶孔 与粒间孔。 ϕ =16.8%; K=24.5mD



B.昌吉河剖面, G8, J,g, ×50, 细中砂岩, 粒间孔, 连通性较好。 φ=21.2%; K=491mD



d.齐古背斜南翼剖面,Q5,J₃q, ×50,中细砂岩, 方沸石溶孔。Φ=12.8%,K=3.84mD

图 2 储集空间类型显微特征

Fig. 2 Microscopic examination of the reservoir space types

a. Intergranular pores in the medium-grained sandstones from the Toutunhe section , $\times 50$; b. Intergranular pores in the fine- to medium-grained sandstones from the Changjihe section , $\times 50$; c. Dissolution pores and intergranular pores in the fine-grained sandstones from the Yixiantian section , $\times 100$; d. Dissolution pores in the fine- to medium-grained sandstones from the southern section of the Qigu anticline , $\times 50$

表4 准噶尔盆地缘中段下组合储层物性数据表

Table 4 Porosity (%) and permeability (mD) in the lower associations of the middle part of southern Junggar Basin

日郎	区块	-	孔隙度(%)		渗透率 (mD)		
压权		平均值	最大	最小	平均值	最大	最小
	呼牧构造带	9.12	14.90	5.10	1.78	6.81	0.12
ka	车排子凸起	13.04	19.00	3.90	13.39	103.00	0.01
K19	芳草湖	18.58	20.60	14.70	385.41	860.00	46.90
	齐古断褶带	7.89	17.30	1.70	19.92	224.00	0.03
T.k.	呼牧构造带	19.95	25.40	4.30	101.94	692.00	0.09
J 3K	齐古断褶带	16.29	21.10	5.70	201.61	1020.00	0.63
	呼牧构造带	11.45	17.50	6.30	15.71	168.00	0.08
	阜东斜坡	10.79	16.10	7.80	1.07	3.21	0.04
La	东道海子	8.09	15.80	3.00	4.71	25.90	0.02
J34	齐古断褶带	12.98	22.10	3.70	64.11	713.00	0.04
	芳草湖	5.69	9.70	1.30	0.67	5.33	0.01
	齐古断褶带	5.04	10.60	2.28	0.43	5.87	0.03

12.98% 。渗透率均值为 64.11mD; 白垩系清水河组 的物性在芳草湖最好, 孔隙度均值为 18.58% ,渗透 率均值为 385.41mD ,其原因是分选好、填隙物含量 少以及成岩作用相对较弱。

3.3 控制因素分析

填隙物含量、岩性(粒度)是影响储层性质的重要因素^[7-0],储层物性主要受填隙物含量和岩性(粒度)双重因素影响,而填隙物和岩性与沉积相关系密切。

从不同岩性面孔率对比图(图3)上看,喀拉扎 组(J₃k)以中粒、细中粒的砂岩面孔率最好,其次是 中细粒、细粒砂岩,不等粒砂岩最差;齐古组(J₃q)以 中粒、细中粒砂岩的最好,其次是中细粒、细粒和不 等粒砂岩,粉细粒、极细粒砂岩较差;清水河组 (K₁q)除中细粒、细粒砂岩的面孔率为3.43%外,其 它粒级的面孔率都在2%以下。

由图 4 可知,面孔率和填隙物含量呈负相关关系,填隙物含量越高,面孔率越低,储集物性也越差。相比之下,喀拉扎组(J_3k)的填隙物最少,主要为方解石不均匀胶结,平均含量 2.3%,其它填隙物含量均小于 1%,面孔率一般在 6%~8%之间;齐古组(J_3q)次之,主要填隙物为方解石和方沸石;头屯组(J_2t)和清水组(K_1q)的填隙物含量最高,其中在清水河 – 塔西河的野外实测剖面清水河组层位中,方解石平均含量 11%,岩性都为含灰质砂岩;头屯组(J_2t)的方解石含量也较高,在长山1井和野外实测水磨河剖面分析样品中,部分含量已达到 10% 以上,镜下观察其面孔率都在 3.5% 以下。



图 3 不同粒级砂岩的面孔率对比图

Fig. 3 Comparison of the in-plane porosity in the sandstones of varying grain sizes

喀拉扎组(J₃*k*) 在野外实测剖面上比长山 1 井 的物性要好 但整体上都可评价为 I 类储层。

长山1井的4块喀拉扎组(J₃k)样品的面孔率 均值为4%左右,野外实测剖面喀拉扎组的细中粒 砂岩面孔率最好,均值为7.05%,其次是中细粒砂岩,其面孔率均值为5.9%,不等粒砂岩面孔率最差,面孔率均值只有3.5%(图5)。

从填隙物来看(图6),喀拉扎组野外实测剖面 的填隙物要少于长山1井。长山1井的泥杂基含量 远高于野外实测剖面,平均含量为1.63%。其次, 长山1井的胶结物类型种类多,含量高。而野外实 测剖面的喀拉扎组(J₃k)胶结物主要类型为方解石 的不均匀胶结,含量在2%以下。从结构成熟度来 看野外实测剖面距物源较远,搬运距离长,分选大 多为好、中好,颗粒磨圆好,多为次圆、圆状,岩石颗 粒间都为点接触的孔隙式胶结类型;而长山1井仅 有的4块样品中,颗粒分选中等,磨圆度为次圆、次 棱角状,颗粒间为点-线式接触的孔隙-压嵌式的胶 结类型。镜下观察,颗粒压碎缝发育,其可能是受 阜康断裂构造的影响。



图 4 填隙物含量与面孔率关系图

Fig. 4 Diagram of the contents of interstitial materials (%) vs. in-plane porosity (%)



图 5 喀拉扎组长山 1 井与露头剖面砂岩显孔发育状况图 1.长山 1 井; 2.野外实测剖面

Fig. 5 Bar chart showing the development of the microporosity in the sandstones from the Changshan-I well and measured section

1 = Changshan-1 well; 2 = measured section



图 6 喀拉扎组长山 1 井与露头剖面砂岩主要填隙物含量 对比图

1. 长山1井; 2. 野外实测剖面

Fig. 6 Comparison of the contents of the interstitial materials (%) in the sandstones from the Changshan–1 well and measured section

1 = Changshan-1 well; 2 = measured section

压实作用是原生孔隙损失的主要因素,胶结作 用次之^[11]。随着埋藏深度的增加,岩石压实作用增 加,压实减孔量明显随着深度的增加而增加。压实 作用对孔隙的影响主要表现为碎屑沉积物质因上 覆沉积物的压实作用而使原生粒间孔减少,孔隙度 降低。一般来说,对埋藏史相同的储层,压实作用 对孔隙度的减少量与沉积岩的埋藏深度有关,一般 表现为随埋藏深度的增加,孔隙度趋向降低^[12]。压 实减孔是研究区各层位孔隙损失的最主要原因。 从孔隙度与埋深关系(图7)来看,孔隙度总体上明 显随深度的增加而减少,喀拉扎组(J₃k)埋藏最浅, 物性最好,孔隙度最大。

如图 8 所示,研究区各目的层的压实减孔量均远大于胶结减孔量,这主要受埋藏深度大,压实作用强的影响。



图 7 孔隙度与深度关系图 Fig. 7 Porosity vs. depth diagram



图 8 南缘中段下组合储层减孔评价图

Fig. 8 Assessment of the porosity decrease in the lower associations of the middle part of southern Junggar Basin

4 结论

研究区储层岩石类型主要为长石岩屑砂岩和 岩屑长石砂岩,少量岩屑砂岩。总体上表现为较低 成分成熟度、低-中等及中等-较好的结构成熟度,普 遍含有方解石和方沸石为特征。填隙物含量、岩性 (粒度)是影响储层性质的重要因素,压实作用和胶 结作用是原生孔隙损失的主要因素。

参考文献:

- [1] 况军 唐勇 朱国华 等. 准噶尔盆地侏罗系储集层的基本特征 及其主控因素分析[J]. 石油勘探与开发 2002(1):52 - 55.
- [2] 蔡希源,刘传虎.准噶尔盆地腹部地区油气成藏的主控因素[J].石油学报,2005,26(5):1-4.
- [3] 何登发,陈新发,张义杰,等.准噶尔盆地油气富集规律[J].石油学报,2004,25(3):1-10.
- [4] 胡素云 蔚远江 ,董大忠 ,等. 准噶尔盆地腹部断裂活动对油气
 聚集的控制作用[J]. 石油学报 ,2006 27(1):1-7.
- [5] 李丕龙.噶尔盆地石油地质特征与大油气田勘探方向[J].石 油学报,2005,26(6):7-9.
- [6] 雷振宇, 卞德智 杜社宽, 等. 准噶尔盆地西北缘扇体形成特征 及油气分布规律[J]. 石油学报, 2005, 26(1):8-12.
- [7] SEEANN V. Diagentically formed interstitial clay minerals as a factor in rotliegend sandstone reservoir quality in the Dutch sector of North sea [J]. J. Petro. Geol. ,1979 ,1(3):55-62.
- [8] WILLIAMS L B , FERRLL R E , JR et al. Fixed-ammonium in clays

associated with crude oils [J]. Applied Geochemistry ,1989 , 4: 605-617.

- [9] HUNT A ,IRWIN H. Geological modeling of clay diagenesis in sandstone [J]. Clay Mineral ,1982 ,17(1):5-22.
- [10] 王行信,韩守华.中国含油气盆地砂泥岩粘土矿物的组合类型[J].石油勘探与开发 2002(4):1-3.
- [11] 于兴河.碎屑岩系油气储层沉积学[M].北京:石油工业出版 社 2002.78-88.
- [12] SULIVAN K B ,MCBRIDE E F. Diagenesis of sandstones at shale contacts and diagenetic heterogeneity, Frio Formation, Texas [J]. AAPG Bulletin ,1991 ,75(1):121-138.

Hydrocarbon reservoirs and their controlling factors in the lower associations of the middle part of southern Junggar Basin , Xinjiang

HAN Shou-hua , LI Xian-jing , CHEN Neng-gui , SHEN Jin-long , XU Yang

(Hangzhou Research Institute of Geology, PetroChina, Hangzhou 310023, Zhejiang, China)

Abstract: The lower entrapments in the middle part of southern Junggar Basin , Xinjiang has been less explored for a long time. The excellent conditions for hydrocarbon accumulation in this area have proven to be the favourable risk exploration area. These entrapments tend to be hosted in the Jurassic and Lower Cretaceous strata. The present paper discusses the hydrocarbon reservoirs and their controlling factors in the Lower Cretaceous Qingshuihe Formation , Upper Jurassic Kalazha and Qigu Formations. The hydrocarbon reservoirs in the study area are mostly made up of feldspathic lithic sandstone and lithic arkose which are characterized by low compositional maturity , low to moderate and moderate to high textural maturity , and pervasive calcite and analcite. The main controlling factors influencing the reservoir potential include the contents of the fillings and lithology (grain size) . The compaction and cementation are responsible for the loss of the primary porosity.

Key words: hydrocarbon reservoir; controlling factor; analcite; dissolution pore; in-plane porosity; Junggar Basin