

塔河油田卡拉沙依组储层物性及评价

魏福军¹, 何发岐¹, 蒲仁海²

(1. 中国石化 新星石油公司, 北京 100083; 2. 西北大学 大陆动力学教育部重点实验室, 陕西 西安 710069)

摘要: 塔里木盆地塔河油田石炭系卡拉沙依砂岩储层尽管埋深达 4 800~ 5 200 m, 但仍具中等物性条件, 孔隙度一般为 8% ~ 12%, 最高可达 20%, 渗透率一般为 $(10\sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大可达 $1\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以上。压汞资料显示该储层喉道偏粗, 具中孔粗喉的孔隙结构特点。铸体薄片和电镜照片显示孔隙类型主要为长石溶蚀形成的粒间孔、粒内孔和残余原生粒间孔, 其次为充填物微粉晶灰质(溶蚀)晶间孔、裂缝孔等。孔隙度和渗透率受物源和沉积相影响较明显, 在距物源近、河道砂岩多而厚的地方, 孔隙度和渗透率明显变高。在目前对长石溶蚀孔隙的空间发育规律尚难预测的情况下, 储层预测的手段仍只是依靠沉积相和地震等对砂体的预测。

关键词: 孔隙度; 渗透率; 孔隙结构; 孔隙类型; 孔隙演化; 储层评价; 卡拉沙依组; 塔里木盆地

中图分类号: TE122. 2

文献标识码: A

塔河油气田位于新疆维吾尔自治区轮台县境内, 构造位置属塔里木盆地沙雅隆起阿克库勒凸起。除找到塔河 1, 2 号三叠系油气藏、塔河奥陶系大型岩溶型油气藏外^[1], 还在塔河 1, 3 区多口井石炭系卡拉沙依组砂泥岩段获高产工业油气流, 成为塔河油田一个重要的勘探目标。由于石炭系储层具有单层厚度小、横向变化大、非均质性强、产量衰减快等特点, 储层预测成为该类油气勘探开发的一个难点。

1 孔隙度、渗透率及影响因素

石炭系卡拉沙依组砂岩岩心实测孔隙度一般介于 0.03% ~ 20.6% 之间, 平均为 8.22%。在孔隙度分布直方图(图 1)上, 几乎各井均具有双峰特点。以塔河 1 区为例, 自西向东 70 井双峰的孔隙度分别为 6% 和 18%, 沙 68 井为 8% 和 14%, 沙 60 井为 2% 和 10%, 沙 69 井也为 2% 和 10%。频率峰值孔隙度自西向东明显减少, 4 口井频率中值(累计频率为 50%)孔隙度分别为 2%, 11%, 8%, 2%, 平均孔隙度分别为 11.4%, 9.4%, 8.1%, 3.1%(表 1), 也具有自西向东减少的趋势。

卡拉沙依组砂岩渗透率介于 $(0.001\sim 1\ 179) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间, 平均为 $43.24 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。渗透率分布直方图呈单峰与双峰两种情况, 最大峰值渗透率

介于 $(1\sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 之间(图 2)。由于渗透率与孔隙度具有较好的线性相关性(图 3), 因而塔河 1 区渗透率也表现出自西向东减少的趋势(表 1), 4 口井的平均值分别为 126.2×10^{-3} , 25.31×10^{-3} , 19.61×10^{-3} , $1.82 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

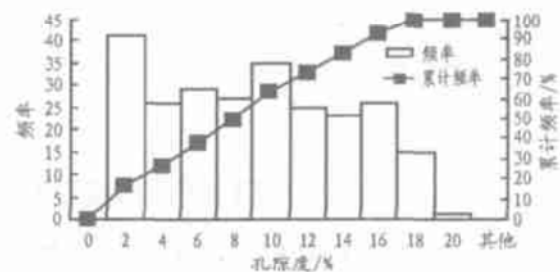


图 1 沙 60 井卡拉沙依组砂岩孔隙度分布直方图

Fig. 1 Porosity distribution histogram of Kalashayi sandstones of well S60

表 1 塔河 1 区石炭系岩心孔隙度、渗透率统计

Table 1 Porosity and permeability statistics of Carboniferous core in zone 1, Tahe Oilfield

井号	沙 70 井	沙 68 井	沙 60 井	沙 69 井
孔隙度/ %	20.6~1.6 11.39(268)	19.6~1.3 9.36(9.3)	19.4~0.03 8.09(248)	10.6~0.1 3.12(108)
渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	1 179~0.01 126.2(263)	342~0.02 25.31(85)	274~0.003 19.61(244)	13.4~0.001 1.82(107)

注: 分式含义为 $\frac{\text{最大值} \sim \text{最小值}}{\text{平均值(样品数)}}$ 。

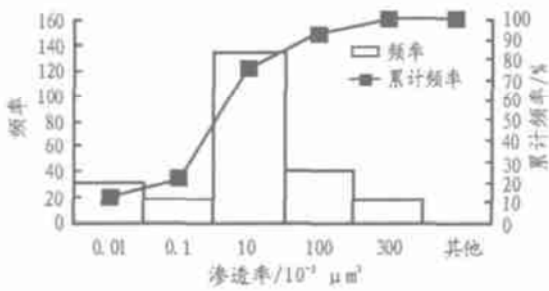


图 2 沙 60 井卡拉沙依组岩心渗透率分布直方图

Fig. 2 Permeability distribution histogram of Kalashayi core of well S60

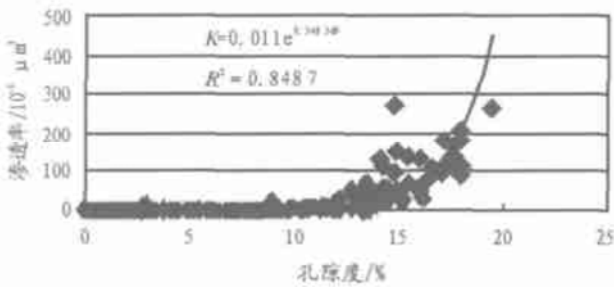


图 3 沙 60 井岩心孔隙度 Φ 、渗透度 K 交会图

Fig. 3 Core porosity and permeability crossplot of well S60

孔渗性的平面变化似乎与物源和沉积相有关。据研究,塔河 1 区最西缘有一自北向南的主物源形成的放射状河道,沙 70 井正好位于其中心,向其两侧河道砂体的数量、单层厚度和粒度等逐渐变差。沙 60 井处尽管有 NE 向河道发育,但与沙 70 井处主物源相比,砂体规模小、厚度薄、粒度细。所以显示出平面上距主物源河道越近物性越好的特点。纵向上,孔隙度和渗透率与砂岩粒度、单层厚度、微相等关系明显,中粗砂比细砂孔隙度大,分流河道比河口坝和决口扇砂体孔隙度大。单层厚度越大,孔隙度、渗透率越大。

2 孔隙结构及评价

储集层中孔隙与孔隙之间连通喉道的组合,即储集层孔隙度与喉道发育总貌称为孔隙结构^[2],其级别是评价储集层优劣的重要依据。张研农(1982)曾根据压汞试验资料把低渗透砂岩储集层的孔隙结构分为 iv—Ⅸ级^[3]。谢庆邦(1988)在划分低渗透率储集层结构时,首先把孔隙与喉道大小进行分级,进而根据二者的结合,将孔隙结构也分为 5 级,即中孔粗细喉道、中小孔细喉道、小孔微细喉道、微细孔微喉道及微孔微喉道^[4]。本文采用邸世祥(1991)孔隙结构综合划分法,根据岩性、常规物性、压汞试验、铸体薄片、电镜扫描、产能等多方面资料,把储层

孔隙结构分为 iv, ㊦—㊨级,即好、中、差 3 个级别,每个级别又进一步细分为 A, B 两个亚级,各级的名称及代表符号分别为:最好(iv_A)、次好(iv_B)、中上(㊦_A)、中下(㊦_B)、次差(㊨_A)及极差(㊨_B)亚级^[2]。沙 60 井石炭系 50 个砂岩样品的压汞分析表明,样品的孔隙度虽然中等,但喉道均较粗。大部分样品的排驱压力 $P_d = 0.1 \sim 0.5$ MPa,明显具粗歪度,粗喉峰位置大多在 1~7 μm 之间,束缚水饱和度 < 20%,属于 ㊦_A—㊦_B 型孔隙结构(图 4)。iv 型和 ㊨ 型孔隙结构均少见。

铸体薄片上看到的孔隙结构比压汞结果似乎要差一些,以 ㊦_B 和 ㊦_A 型较多(图版 iv),也有少量 ㊨ 和 ㊨ 型。iv 型孔隙结构很少。

沙 60 井石炭系 5 155~ 5 158 m 和 5 251~ 5 255 m 井段试油,前者产油 89.67 m³/d,气 194 071 m³,后者产油 52.99 m³/d,气 63 510 m³;沙 18, 23 等井石炭系初产油达 100 t 以上,这种较高的产能与以上中等偏好的孔渗性和孔隙结构是分不开的。

3 孔隙类型

通过电镜扫描和铸体薄片观察均可看出,塔河 1 区石炭系砂岩以粒间残余孔隙和粒间溶孔为主

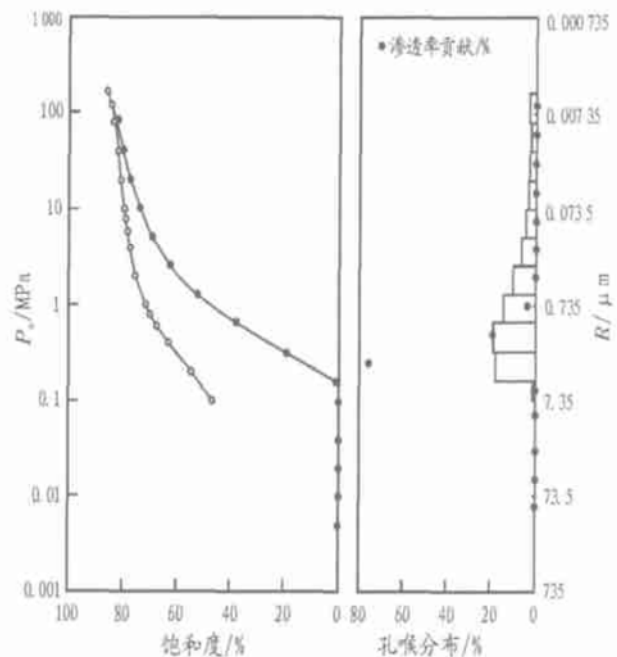


图 4 沙 60 井 5 226.61 m ㊦_A 型孔隙结构压汞曲线和孔喉分布

孔隙度 7.3%, 渗透率 $66 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 排驱压力 0.324 8 MPa, 中值压力 2.177 7 MPa, 最大进汞饱和度 80%, 最大孔喉半径 2.263 μm, 中值半径 0.337 5 μm。

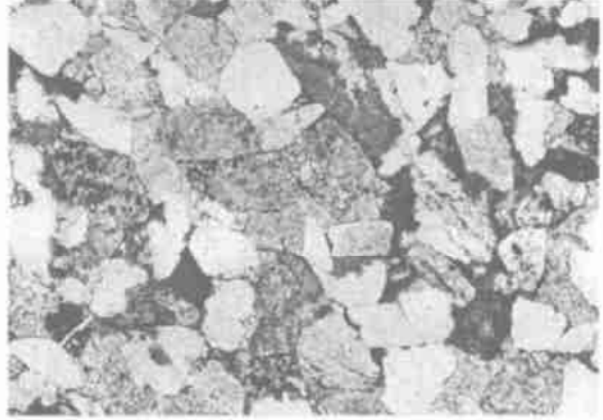
Fig. 4 Mercury injection curves and pore throat distribution of the ㊦_A pore structure of well S60, 5 226.61 m

图版 iv 沙60井卡拉沙依组砂岩储层铸体薄片

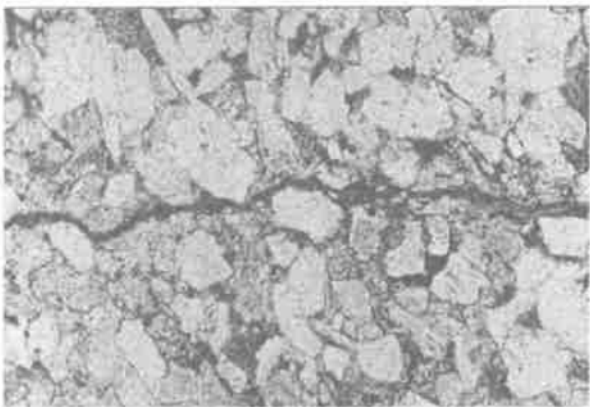
Plate iv Thin sections with blue epoxy impregnation of Kalashayi sandstone reservoir of well S60



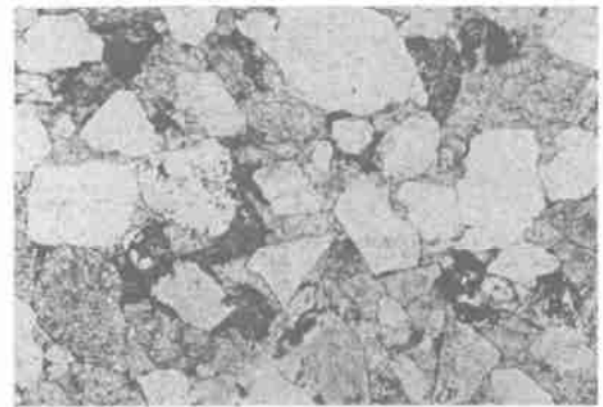
a. 残余粒间孔、粒内溶孔、粒间溶孔, II,型孔隙结构



b. 残余粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔, II,型孔隙结构



c. 缝孔、灰质胶结物晶间孔、粒间溶孔, II,型孔隙结构



d. 粒内溶孔、粒间溶孔, III,型孔隙结构

(图版 iva, b, d, ①a), 其次为填隙物晶间孔(图版 ivc, ①d)和粒内溶孔(图版 iva, b)。另外还见到少量缝孔(图版 ivc, ①e, f)。

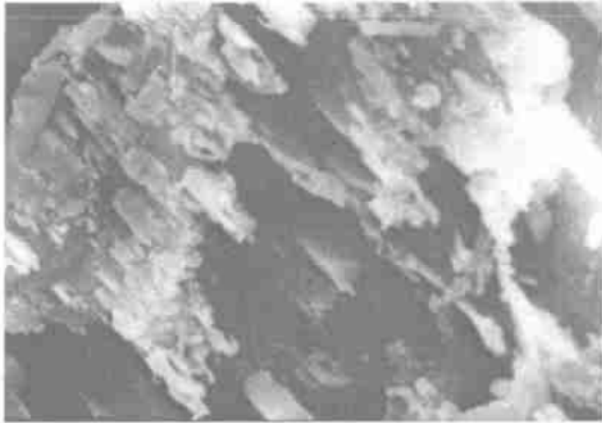
据薄片、电镜、能谱分析,砂岩填隙物主要为泥微晶碳酸盐矿物(方解石、白云石、含铁方解石、含铁白云石等),含量有时可高达30%。泥质填隙物一般小于5%,多为1%~3%。主要为高岭石和伊蒙混层矿物。电镜下自形程度较好,次生矿物主要为石英柱晶簇、串币状高岭石、菱形或立方方解石、白云石、蜂窝状-片状蒙-伊混层及片状伊利石(图版 iv, ①)。填隙物 X 射线分析粘土矿物成分主要为高岭石、绿泥石、伊利石和蒙脱石(表2)。

综合分析电镜照片、能谱、铸体薄片等资料,可以看出卡拉沙依组砂岩经过以下成岩序列及孔隙演化过程:颗粒沉淀-粘土填隙物及灰泥质充填胶结-同生阶段弱碱性环境下长石、石英溶蚀-卡拉沙依组沉积后地表抬升表生作用下(本区缺失 C₂-P₂地层)方解石溶蚀-早期成岩阶段灰泥重结晶及白云化形成胶结物(溶蚀残余)晶间孔-自生高岭石-晚期成岩伊蒙混层及片状伊利石形成-石英次生加大-孔隙进油。以上作用中以长石溶蚀形成的孔隙最常见,其次为碳酸盐岩矿物溶蚀重结晶和白云化形成的孔隙。碳酸盐岩溶蚀重结晶和白云化形成的

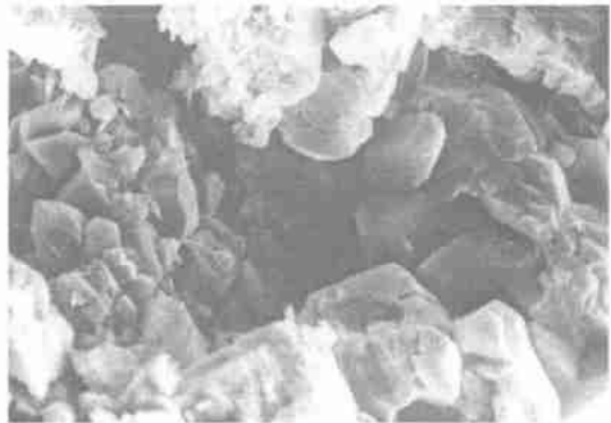
孔隙在电镜下不易与原生残余粒间孔区分。在铸体薄片上,它们散布于填隙物之中。颗粒溶蚀多沿长石边缘发生,形成粒间溶孔等,沿长石内部溶蚀则形成粒内溶孔(图版 iva, b, d, ①a),此时常伴随长石水云母化(图版 ①g)和高岭石化(图版 ①h)等。石英颗粒表面偶尔也见到溶蚀,但溶蚀程度较弱,仅在颗粒表面形成溶坑、槽等(图版 ①c)。沿裂缝充填的大晶体白云石和方解石表面溶蚀也很微弱,一般表现为自形晶表面有小的不规则洼坑(图版 ①e),这些碳酸盐晶体的溶蚀仅见于发育微裂缝的地方,它们的形成可能与海西晚期表生作用或印支期盐边正断层活动使地表偏酸性淡水进入有关。

粒间孔中自生石英和高岭石很常见,多数自生石英以次生加大生长于石英颗粒边缘(图版 ①b, h)。蒙-伊混层呈不规则片状、蜂窝状包于颗粒边缘,其形成可能最早,但并不十分常见。片状伊利石偶尔也可见到。鳞片状的绿泥石几乎没有见到。有时可见含铁碳酸盐胶结物,如铁白云石、铁方解石。甚至可见个别铁质胶结物,呈非晶质浑圆形状,表面有泥质包裹。含量很多的泥晶灰质填隙物(30%)应作为杂基成因(图版 ivc),因为它们与均匀分散在泥岩中的“灰泥”一样,不像是干净明亮的次生矿物,加之其含量很高,颗粒接近于基底式支撑,因而应为同沉积

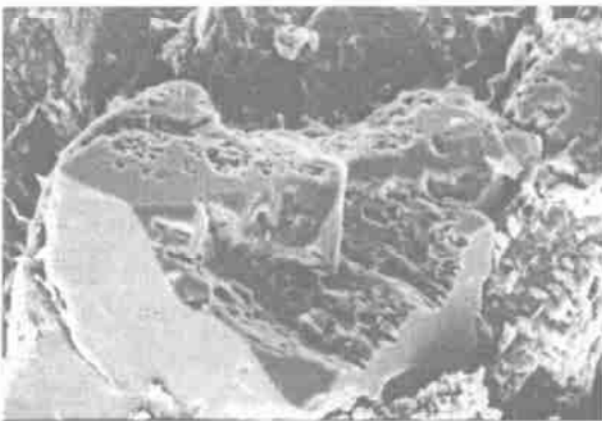
图版 ㉔ 沙 60 井卡拉沙依组砂岩储层电镜扫描照片
Plate ㉔ Electron microscope scanning photograph of Kalashayi sandstone of well S60



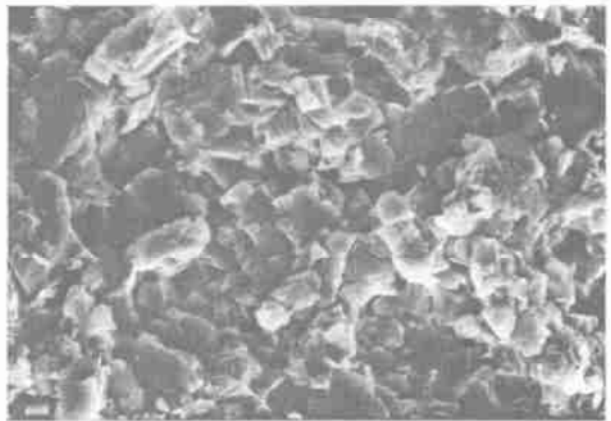
a. 4 911.0 m, 长石溶蚀形成次生孔隙



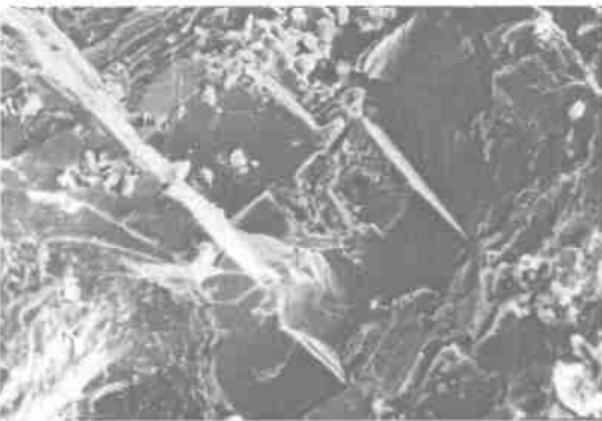
b. 4 902.4 m, 石英次生加大充填原生孔隙



c. 5 193.2 m, 石英表面轻微溶蚀形成的溶坑



d. 4 906.6 m, 结晶粒状方解石胶结物及其晶间孔



e. 4 910.8 m, 缝孔, 方解石充填和其表面轻微溶蚀



f. 5 261.0 m, 白云岩胶结物晶间孔



g. 4 902.4 m, 伊利石与自生石英及其之间的微孔隙



h. 4 906.6m, 高岭石与自生石英及其间的残余孔隙

表2 沙60井石炭系砂岩填隙物粘土矿物X射线分析

Table 2 X-ray analysis of interstitial clay minerals of Carboniferous sandstone of well S60

样品号	井深/m	样品名称	高岭石/ %	绿泥石/ %	伊利石/ %	蒙脱石/ %	伊-蒙间层/ %	间层比/ %
TW-1	4 902.40	砂岩	60	26	8	6	-	-
TW-2	4 906.60	砂岩	60	22	13	5	-	-
TW-3	4 909.51	砂岩	58	20	14	8	-	-
TW-4	4 910.80	砂岩	63	17	12	8	-	-
TW-5	4 911.00	砂岩	60	10	20	10	-	-
TW-6	943.62	砂岩	42	23	28	5	-	-
TW-7	4 944.50	砂岩	32	28	32	8	-	-
TW-8	5 159.82	砂岩	40	37	16	5	-	-
TW-9	5 160.85	砂岩	34	39	22	5	-	-
TW-10	5 193.20	砂岩	32	23	40	5	-	-
TW-11	5 194.20	砂岩	30	34	31	5	-	-
TW-12	5 226.40	砂岩	44	25	25	6	-	-
TW-13	5 227.15	砂岩	35	20	38	7	-	-
TW-14	5 259.57	砂岩	39	19	37	5	-	-
TW-15	5 261.00	砂岩	36	26	33	5	-	-
TW-16	5 261.07	砂岩	26	37	32	5	-	-
TW-17	5 264.80	砂岩	36	21	38	5	-	-
TW-18	4 908.10	砂岩	35	20	40	5	-	-

注: 本批样品由无锡实验地质研究所 1999 年 10 月 26 日分析。分析制表人: 金聚畅; 复核人: 钱伟。

形成, 或同生形成, 是孔隙演化中形成较早的一种填隙物。

总之, 卡拉沙依组砂岩的主要孔隙由 3 大部分组成, 即原生残余粒间孔、溶蚀孔和碳酸盐胶结物重结晶次生晶间(溶)孔和缝孔。其中残余粒间孔占总孔隙的 40%, 次生溶孔占 45%, 胶结物晶间孔和缝孔占 15%。减少孔隙的作用主要为压实作用(使颗粒接触更加紧密)、胶结作用(灰质、蒙-伊混层、高岭石等沿颗粒壁生长或充填孔隙)及石英次生加大。原生粒间孔、粒间溶孔构成了孔隙的主体部分, 方解石、白云石胶结物的晶间孔及颗粒接触处附近则主要构成了喉道部分。正是由于填隙物晶间孔和溶孔比较发育, 造成了喉道偏粗的特点。这也是本区尽管孔隙度不大, 但孔隙结构偏好(中孔粗喉)的重要原因。

4 结论

塔里木盆地石炭系卡拉沙依组砂岩虽然埋深较大(4 800~ 5 200 m), 但压实和固结作用并不十分强烈, 仍残余相当部分的原生粒间孔隙。由于成岩早期长石的溶蚀, 形成了大量的长石粒间孔隙和粒内孔隙, 从而使砂岩具有中等储层的物性, 孔隙度一般在 8%~ 12% 之间, 最高可达 20%, 渗透率一般为 $(10\sim 100) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大可达 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 以

上。由于原生孔隙比例较高(40%), 因而孔渗性受物源和沉积相影响较明显, 在距物源近、河道砂岩多而厚的地方孔隙度和渗透率明显变高。该区砂岩中含量较高的重结晶细小粒状碳酸盐填隙物晶间孔、片状粘土矿物和石英晶簇小晶体之间的孔隙构成了该区次要孔隙类型, 它们可能是主要的喉道成因类型, 由于它们比较发育, 大多数压汞样品显示出“中孔粗喉” C_1 — C_2 型的储层特点。某些石英颗粒和大的碳酸盐晶体表面形成的一些微弱溶坑占总孔隙比例很小, 次生孔隙最大的来源是长石的溶解, 但对这一溶蚀的空间发育规律尚不清楚, 因而储层预测的主要手段仍限定在利用地质地球物理手段对砂体进行预测。

参考文献:

- 1 周玉琦, 黎玉战, 侯鸿斌. 塔里木盆地塔河油田的勘探与认识[J]. 石油实验地质, 2001, 23(4): 363~ 370
- 2 邸世祥. 中国碎屑岩储集层的孔隙结构[M]. 西安: 西北大学出版社, 1991. 79~ 209
- 3 张研农. 低渗透砂岩储油的孔隙几何及评价[A]. 见: 地质矿产部石油普查勘探局, 中国地质学会石油专业委员会, 石油地质文集编辑委员会编. 石油地质文集(6): 油气[C]. 北京: 地质出版社, 1982. 262~ 270
- 4 谢庆邦. 陕北延长组低渗储集层的孔隙结构特征及评价[J]. 石油勘探与开发, 1988, 15(2): 56~ 62

(下转第 358 页)

ANALYSIS ON THE UPINTRUSION OF THERMAL FLUID AND THE MIGRATION AND ACCUMULATION RULES OF NATURAL GAS AND CO₂ IN THE MUD DIAPIRS OF THE YINGGEHAI BASIN

HE Jiā-xióng^{1,2}, XIA Bīn¹, LIU Bāo-míng¹, ZHANG Shū-lín¹

(1. *Keg Laboratory of Marginal Sea Geology and Resources, Chinese Academy of Sciences, Guangzhou, Guangdong 510640, China*; 2. *Nanhai West Research Institute, China offshore Oil Ltd. Co., Zhanjiang, Guangdong 524057, China*)

Abstract: The Yinggehai Basin is a Cenozoic high-heat basin developed on the passive continental margin of the northern part of the South China Sea. Its high geotemperature field and high geothermal flux are mainly concentrated in the mud-diapir structural zone of the Yinggehai Depression in the central part of the basin. So, the up-intrusion of thermal fluid in the mud diapirs, especially the thermal fluid action in the late stage controlled the migration, accumulation and enrichment rules of natural gas and CO₂. Meanwhile, the local intrusion of thermal fluid by different layers, different blocks and different districts resulted in the migration, accumulation and enrichment differences of crust-sourced CO₂ and hydrocarbon gases and the characters of local enrichment by different layers, different blocks and different districts. In a word, the upintrusion of thermal fluid in the mud diapirs was the key factor controlling the migration and accumulation of natural gas and CO₂. According to the geochemical characteristics of CO₂ and hydrocarbon gases and their controlling factors, the migration and accumulation rules of CO₂ and hydrocarbon gases can be analysed and predicted. This will provide decision basis for the exploration of natural gas.

Key words: thermal fluid in the mud diapir; heat field character of a basin; migration and accumulation characteristics of natural gas; controlling factor analysis; the Yinggehai Basin

(continued from page 348)

PETROPHYSICS AND EVALUATION OF THE KALASHAYI FORMATION, TAHE OILFIELD

WEI Fēi-jūn¹, HE Fā-qí¹, PU Rén-hai²

(1. *Star Petroleum Corporation, SINOPEC, Beijing 100083, China*; 2. *Key Laboratory of Continental Dynamics, Ministry of Education, Northwest University, Xi'an, Shaanxi 710069, China*)

Abstract: Although the Carboniferous Kalashayi sandstone reservoirs of Tahe Oilfield in Tarim Basin are buried at the depth of 4 800-5 200 m, they have fairly good petrophysical property. The porosities range generally from 8% to 12%, with the maximum of 20%; and the permeabilities vary typically from 10×10^{-3} to $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, with the maximum of over $1\ 000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. Mercury injection data indicate that, the reservoir is characterized by medium-pore coarse-throat structure with coarse skew in pore size distribution. Thin sections with blue epoxy impregnation and electron microscope scanning photograph show that the main pore types are intergranular and intragranular pores from dissolved feldspar and residual original intergranular pores, while the smaller part of porosity is contributed by interstitial microcrystalline to very fine crystalline limestone intercrystalline pores and fissure pores. It is obvious that the depositional facies and distance from the source area affect porosity and permeability which increase conspicuously approaching to source area along with the enhancement in quantity and thickness of channel sandstones. The present reservoir prediction is still mainly relied on sand bodies forecast by means of analysis of seismic data and depositional facies due to the lack of method for spatially predicting the dissolution of feldspars.

Key words: porosity; permeability; pore structure; pore types; pore evolution; reservoir evaluation; Kalashayi Formation; Tarim Basin