

江苏龙潭组致密砂岩孔隙结构和因子分析^①

王文耀 曹家玉 郭光 邱启福

(华东石油地质局地质研究所, 扬州 225002)

致密砂岩碎屑类型主要为长石岩屑质石英砂岩, 次为长石质岩屑砂岩, 且以细粒为主。Φ<5%的样品占63%, K<0.1×10⁻³μm²的占78%, R_M=0.007~0.472μm, 属细-微喉道致密砂岩。部分孔隙结构参数间相关很好, 但它们与常规物性参数间均不相关或不甚相关。借助R型和Q型因子分析选择评定孔隙结构质量的参数, 并以R_M>0.15μm, C<0.45作为确定(差)储集岩的标准。(差)储集岩以中粒和部分细粒的石英加大粒间孔-长石溶孔砂岩为主, 普遍具较高级别的油显示, 主要分布于镇江煤矿和宜兴川埠地区, 应作为重点勘查对象。

关键词 孔隙结构 因子分析 致密砂岩 龙潭组

第一作者简介 王文耀 男 53岁 高级工程师 石油地质

江苏龙潭组致密砂岩油气勘查始于1956年。有关的40多口石油地质钻井过半数见油气显示, 煤田地质钻证实其普遍含油。1991年6月, 镇江古洞煤矿54采区开凿-463~-496m联络下山时, 原油从新开凿的龙潭组砂岩渗流出来, 顺坡流淌20余米。在江苏龙潭组致密砂岩勘查的30多年中, 仅于60年代初对镇1、华句1两井施行简易试油, 未获成功。

根据在苏北沿江地区和苏南的4个石油地质钻井、3个煤田地质钻孔和10个煤田矿并采集的78块样品进行的鉴定分析表明, 龙潭组砂岩碎屑类型主要为长石岩屑质石英砂岩, 占样品数40%, 次为长石质岩屑砂岩, 占样品数22%, 其他岩类占样品数38%。粉砂岩(采样人为控制, 随机性弱)除外, 在采集到的66块砂岩样品中, 细砂岩占砂岩样品数85%, 中砂岩占14%, 粗砂岩占1%。砂岩的杂基(指水云母、凝灰质、充填状绿泥石)含量≥10%的占砂岩样品数44%, ≥15%的占24%。

龙潭组砂岩现有孔隙均为次生孔隙和经改造的原生孔隙, 成岩作用是影响储集性的主导因素。对采自2个煤田地质钻孔和11个矿井(含浙北东风卡煤矿)的32块样品进行的测定表明, 渗透率0~1.64×10⁻³μm², 其中<1×10⁻³μm²占94%, <0.1×10⁻³μm²占78%, <0.01×10⁻³μm²占56%。

1 孔隙结构特征

孔隙结构指孔隙和喉道的大小、形态、分布和连通关系, 是沉积作用和成岩作用的综合反映。孔隙结构的质量是对砂岩进行分类评价的直接标志。

① 本文笔者承担华东石油地质局“八五”地勘课题之部分成果, 部分电算工作承蒙郭世杰协助。

对龙潭组致密砂岩,经反复实践,证明中国科学院成都有机化学研究所的高压压汞和长庆石油勘探局勘探开发研究院的甲基丙烯酸甲酯真空灌注,是研究其孔隙结构有效的方法技术。进行压汞测试的样品选自用于成岩作用研究、孔隙统计 79 块样品中的 30 块。

江苏龙潭组砂岩孔隙均值 L $0\sim 54\mu\text{m}$,属中孔隙-微孔隙范围(表 1),喉道均值 R_M $0.007\sim 0.472\mu\text{m}$,属细喉道-微喉道。其特征是孔隙有较大的,喉道则很小。电镜扫描和荧光薄片镜鉴显示多弯片状喉道,部分样品有孤立溶孔。因此龙潭组砂岩孔隙结构质量的关键是连通条件。

表 1 致密砂岩孔隙和喉道分级标准

孔隙级别	分级标准 $L(\mu\text{m})$	喉道级别	分级标准 $R_M(\mu\text{m})$
大孔隙	100	大喉道	3.0
中孔隙	50	中喉道	1.0
小孔隙	10	小喉道	0.5
细孔隙	0.5	细喉道	0.2
微孔隙		微喉道	

据谢庆邦等(1988)修订

分选系数 S_p 与孔喉均值 X 成反比(图 1),与非汞饱和度 S_{min} 和变异系数 C 成正比(图 2,3)。 S_p 增大,分选变差,引起较大孔隙和(或)较小喉道增加, S_{min} 相应增大,但喉道宽度变化幅度远比不上孔径变化幅度,因此孔喉平均直径增大, X 变小。又因为 $C=S_p/X$,所以 C 随 S_p 增大而增大。孔隙结构随之变差。

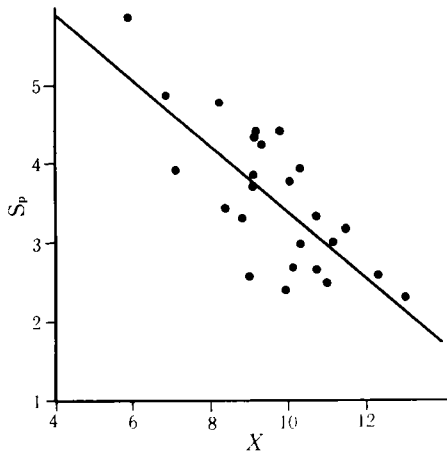


图 1 S_p-X 回归曲线

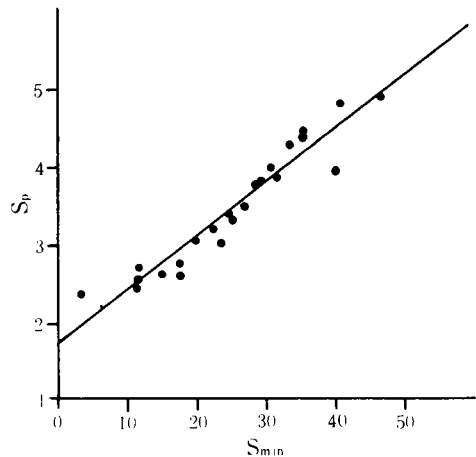


图 2 S_p-S_{min} 回归曲线

喉道均值 R_M 与中值喉道 R_{C50} 、偏度 S_{KP} 和峰态 K_P 均成正比(图 4,5)。 R_M 增大,表征连通条件变好, R_{C50} 亦增大。龙潭组砂岩孔喉体积分布一般呈平峰,当 R_M 足够大时,出现粗偏尖峰,显示 S_{KP} 、 K_P 均增大,孔隙结构亦变好。

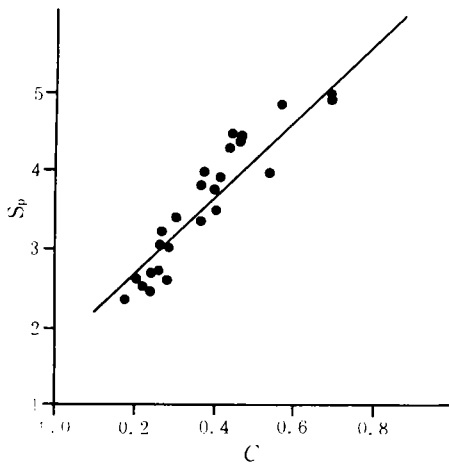


图3 S_p - C 回归曲线

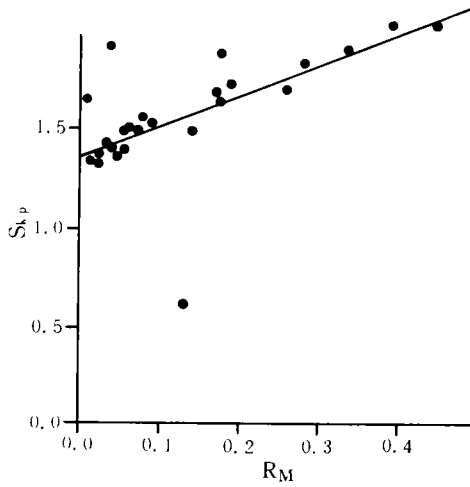


图4 R_M - S_{KP} 回归曲线

S_{min} 与 X 成反比(图6)。因 X 增大,分选变好,很小的孔喉变少,因此 S_{min} 减小。孔隙结构随之变好。

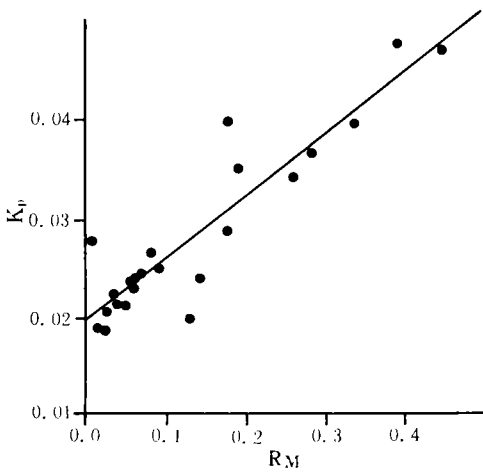


图5 R_M - K_p 回归曲线

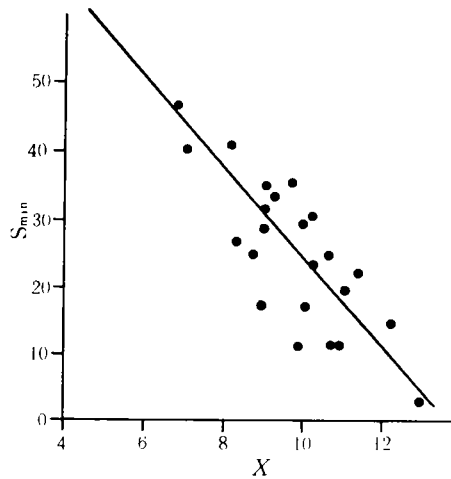


图6 S_{min} - X 回归曲线

退出效率 W_E 与平均孔喉(体积)比 V_{PT} 的自然对数成反比(图7)。在 V_{PT} 较大时, W_E 表示喉道体积占孔喉总体积百分比。 W_E 增大,则 V_{PT} 减小,孔隙结构变好。

对比表明,龙潭组砂岩孔隙结构与大庆油田葡萄花组、苏北盆地阜宁组常规储层砂岩不同,与陕甘宁盆地延长组、四川盆地香溪群致密砂岩亦不同。最明显的差异是,江苏龙潭组致密砂岩随 S_p 减小,孔隙结构变好;其他砂岩均随 S_p 增大,孔隙结构变好(图8)。其原因显然是:后者大或较大的喉道占优势,孔隙结构质量主要取决于孔隙大小,孔隙增大,则分选变差, S_p 增大;前者孔隙有较大的,但喉道很小,孔隙结构质量主要取决于连通条件,即 R_M 的大小, R_M 减小(质量变差),则分选变差, S_p 增大。由此可见,龙潭组致密砂岩分类评价参数应当与其他砂岩有所不同。

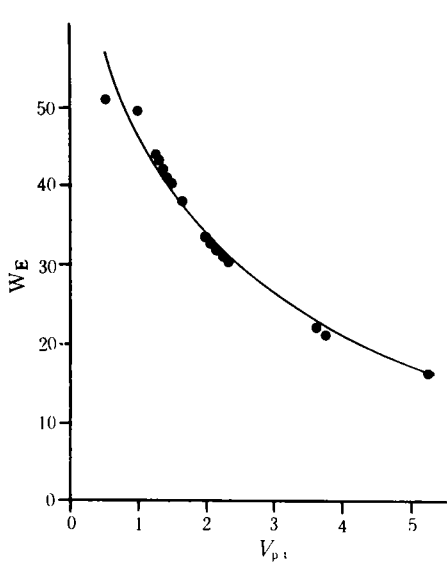


图 7 W_E-V_{PT} 回归曲线

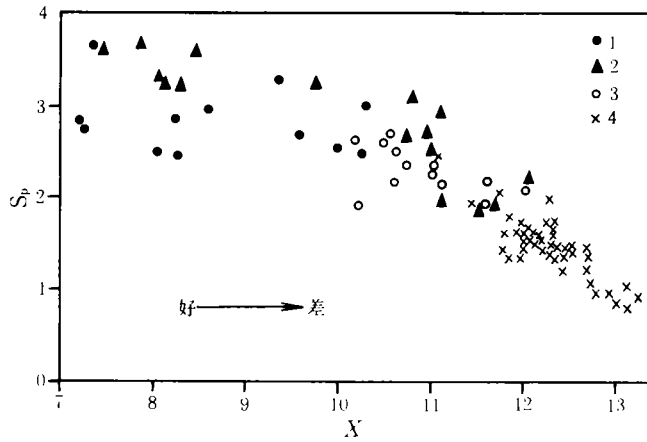


图 8 X 与 S_P 的关系(据罗蛰潭,1986)

- 1. 大庆油田葡萄花组砂岩(产油层,高产)
- 2. 苏北盆地阜宁组砂岩(产层,不稳定)
- 3. 陕甘宁盆地延长组砂岩(产油层,低产)
- 4. 四川盆地香溪群砂岩(产气层)

2 分类评价参数的选择

除常规物性参数外,由压汞取得的孔隙结构参数有 28 种。包括常规物性在内的常用参数有 13 种,即孔隙度 Φ 、渗透率 K 、排驱压力 p_D 、中值喉道 R_{C50} 、喉道均值 R_M 、非汞饱和度 S_{min} ,根据地质混合经验分布采用矩法求得的孔喉均值 X 、分选系数 S_P 、偏度 S_{KP} 、峰态 K_P 、变异系数 C 、退出效率 W_E 、平均孔喉比 V_{PT} 。

选用四川石油管理局乙醇吊称法测定孔隙度和皂沫流量计测定克氏渗透率,被测定的 32 块砂岩样品, Φ 1.57~13.52%, <5% 占 63%, 仅一块样品 >10%; $K \neq 0 \sim 1.64 \times 10^{-3} \mu m^2$, < $1 \times 10^{-3} \mu m^2$, 占 94%, < $0.1 \times 10^{-3} \mu m^2$ 占 78%。其中 30 块样品进行高压(232.5MPa)压汞测定, R_D 0.0630~2.511 μm , R_{C50} 0~0.5466 μm 。对应的排驱压力 P_D 为 11.65~0.02927MPa, >0.5MPa 占 67%; 中值压力 P_{C50} >232.5~1.345MPa, >10MPa 占 63%。毛细管压力曲线形态多呈细偏度,大部分分选很差,少部分分选较好。

统计表明,在 13 个常用参数之中, Φ 除与 R_M 、 K_P 的相关系数 r 值 >0.5 之外,与包括 K 在内的其他参数的 r 值均 <0.5; K 与各项参数的 r 值均 <0.3; P_D 仅与 S_P 、 C 的 r 值 >0.5。可见龙潭组致密砂岩的储集物性有其特殊规律,不能直接用常规物性参数或“任意”提取的结构参数来表征。借助因子分析,有效地完成了结构参数的选择。

在 R 型因子分析中,对 25 块有效样品作正交旋转后的因子载荷矩阵(表 2)表明, C 、 S_{min} 、 S_P 、 X 、 K_P 、 R_M 是重要参数。由于 $C=S_P/X$,且 C 与 S_{min} 正相关, $r=0.9566$,因此 C 、 K_P 、 R_M 可以代表上述 6 个参数。

进而作 Q 型因子分析对参数进行正交旋转后的因子载荷矩阵(表 3)表明,主因子 1 代表性样品为 21,其特征是 C 值最小, R_M 值较大;主因子 2 代表性样品为 22,表现为 C 值和 R_M 值均居中;主因子 3 代表性样品为 13,表现为 C 值最大, R_M 值最小。原在 R 型因子分析中选取的 K_P ,在 3 个代表性样品上,其数值缺乏变化明显的特征,应予删除。因此,龙潭组砂

表 2 样品作正交旋转后的因子载荷矩阵(舍弃绝对值<0.3的)

参 数	主 因 子			
	1	2	3	4
K				0.9582
Mo		-0.622		0.3484
S _{min}	0.9723			
P _D	0.4717	0.421		
R _{C50}	-0.33	-0.8258		
R _M		-0.9284		
X	-0.9261	0.3285		
S _P	0.9281			
S _{KP}		-0.8688		
K _P		-0.967		
C	0.9791			
W _E			-0.9113	
V _{PI}			0.9476	

表 3 参数作正交旋转后的因子载荷矩阵(舍弃绝对值<0.3的)

样品号	主 因 子		
	1	2	3
1	0.7353283	0.3722116	-0.5661866
2	0.5289344	0.6946161	-0.451193
3	0.7014068	0.3888915	-0.5945071
4	0.7283419	0.4224961	-0.5366733
5	0.8298574	0.4335631	-0.3440801
6	0.7170568	0.5174791	-0.459139
7	0.6583933	0.4363378	-0.6127055
8	0.7755317	0.3668046	-0.5130926
9	0.7583255	0.3200308	-0.5539156
10	0.8919976		-0.4099801
11	0.6071473	0.4553562	-0.6493031
12	0.6344065	0.4268781	-0.6424044
13	0.4057409	0.5301911	-0.7413388
14	0.7495137	0.3104967	-0.5739136
15	0.5285668	0.4871894	-0.6882553
16	0.6465428	0.396181	-0.6421177
17	0.8621197		-0.4515399
18	0.5868862	0.491513	-0.6411419
19	0.5286516	0.5350025	-0.6460084
20	0.8736698		-0.3893715
21	0.9642031		
22		0.9481806	
23	0.6063926	0.46658	-0.6148497
24	0.8120655		-0.4978626
25	0.6609966	0.4667184	-0.5347981

岩的储集性只需选择 C 、 R_M 两个结构参数来表征, 即其孔隙结构质量体现为这两个参数的变化。

3. 砂岩孔隙结构分类与评价

鉴于江苏龙潭组砂岩 R_M 均 $< 0.5 \mu\text{m}$, 结合 R_M - C 散点图, 把 $R_M > 0.15 \mu\text{m}$, $C < 0.45$ 作为确定(差)储集岩的标准(图 9, 10)。董贞环、黄恒铨(1989)把川西致密砂岩有效喉道标准定为喉道半径 $> 0.075 \mu\text{m}$ ^①, 祝总祺、邸世祥、罗铸金(1991)提出把半径 $> 0.1 \mu\text{m}$ 之孔隙体积称为“有用孔隙体积”。可见笔者把喉道均值 $R_M > 0.15 \mu\text{m}$, 作为(差)储集岩下限标准, 与国内近年致密砂岩重点研究地区的认识相接近。据此可把 $R_M = 0.15 \mu\text{m}$ 作为喉道级别中的细喉道与微喉道的近似界限。

3.1 I 类

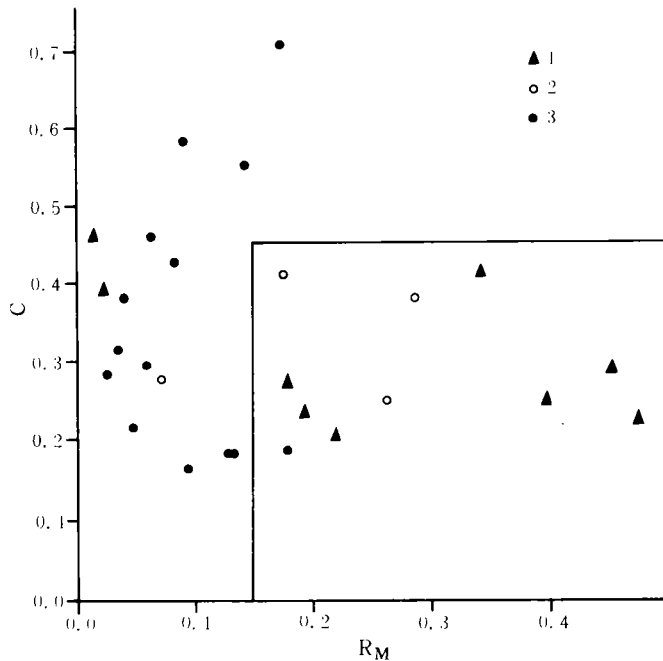


图 9 C - R_M 散点图

1. 石英加大粒间孔-长石溶孔砂岩; 2. 压实长石溶孔砂岩;
3. 压实或胶结致密砂岩。

$R_M > 0.15 \sim \leq 0.47 \mu\text{m}$, $C < 0.45$ 。毛细管压力曲线形态呈分选较好的细偏度。以中砂岩为主, 此类中砂岩占中砂岩样品数 86%, 其次为细砂岩。石英加大粒间孔-长石溶孔砂岩为主, 其次为压实长石溶孔砂岩, 两者之和占 I 类样品 91%。普遍具油显示, 含油级别以油浸

① 董贞环、黄恒铨, 1989. 12. 四川盆地西部致密砂岩实验方法和储集岩与成岩作用关系研究, 地质矿产部西南石油地质局地质综合研究大队。



分 类 评 价		I 差 储 集 岩		I 非 储 集 岩		
因子分析选取 孔隙结构参数	$R_M(\mu m)$	$>0.15 \sim 0.47$		≤ 0.15 或 ≥ 0.45		
	C	< 0.45				
毛细管压力 曲线形态						
成岩类型/样品数		石英加大粒间孔-长石溶孔砂岩/7 压实长石溶孔砂岩/3 压实致密砂岩/1		压实致密砂岩/10 胶结致密砂岩/5 石英加大粒间孔-长石溶孔砂岩/3 压实长石溶孔砂岩/1		
粒级/样品数		中/6 细/5		中/1 细/16 粉/2		
含油级别/样品数		油砂/3 油浸/4 油斑/2 不含油/2		油斑/2 不含油/17		
参 考 参 数	常 规 物 性	$\Phi(\%)$		3.61~13.52		
		$K(10^{-3}\mu m^2)$		0.00546~1.64		
	孔 隙 结 构	R_D	(μm)		0.7943~2.511	
			R_{C50}			0.0270~0.5466
				1.57~8.60		
				0~1.20(含层理裂隙)		
				0.0630~2.511		
				0~0.0543		

图 10 江苏龙潭组砂岩孔隙结构分类与评价

为主,其次为油砂。评价为差储集岩。差储集岩样品主要分布于镇江古洞—东风煤矿地区和宜兴川埠煤矿地区。

3.2 I 类

$R_M \leq 0.15\mu m$, 或 $C \geq 0.45$ 。毛细管压力曲线形态呈分选差的细偏度。此类细砂岩占细砂岩样品数 76%, 粉砂岩进行压汞分析的两块样品均属此类。压实致密砂岩为主, 其次为胶结致密砂岩, 两者之和占 I 类样品 79%, 仅于个别样品见油斑级别的油显示。评价为非储集岩。非储集岩样品分布较广, 遍布苏南, 西自南京钟山煤矿, 东至苏州东山各个采样剖面。

研究表明, 砂岩孔隙结构的质量与沉积作用和成岩作用紧密相关。江苏龙潭组砂岩油气勘查重点应是粒度较粗的(中砂岩、粗砂岩和部分细砂岩), 石英再生加大作用和长石溶蚀作用较强的, $R_M > 0.15\mu m$, $C < 0.45$ 的砂岩。这些砂岩主要分布于镇江古洞—东风煤矿地区和宜兴川埠煤矿地区, 层位包括古洞的(下)互层段、小力山和东风的含煤段、川埠和白泥场的砂岩段。孔隙的发育, 包括剩余粒间孔的定型和长石溶孔的形成, 主要在晚成岩阶段 A 期。

(收稿日期: 1992 年 10 月 22 日)

参 考 文 献

- 1 罗登潭,王允诚。油气储集层的孔隙结构。北京:科学出版社,1986。
- 2 祝总祺,邱世祥,罗铸金。太白地区长二油层组的孔隙结构特征及其对含油气性的控制作用。碎屑岩储集层的孔隙结构及其成因与对油气运移的控制作用。西安:西北大学出版社,1991

FACTOR ANALYSIS ON THE PORE TEXTURE OF THE TIGHT SANDSTONES IN THE LONGTAN FORMATION (JIANGSU)

Wang Wenyao Cao Jiayu Guo Guang Qiu Qifu

(*Geological Research Institute of East China Bureau of Petroleum Geology, MGMR*)

Abstract

The clastic type of tight sandstones is dominantly made up by feldspathic lithic quartzose sandstone with fine grain size rather than feldspathic litharenite. As for fine-micro-throat tight sandstones, samples with value of Φ fewer than 5% occupy 63% of the total, those with value of K fewer than $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}$ occupy 78%, and the value of R_M is 0.007 to $0.472 \mu\text{m}$. A part of porous parameters have good correlations among themselves, but they have no correlation to the parameters of conventional physical property or even far. With the assistance of R-factor & Q-factor analysis, we select the parameters to evaluate the quality of pore structure, and set the standard with the value of R_M more than $0.15 \mu\text{m}$ and the value of C fewer than 0.45 to ascertain (poor) reservoir rocks. The (poor) reservoir rocks are mainly medium-grained and partly fine-grained quartzose sandstone of increased interstice—feldspathic solution opening, and generally have fair-level oil shows which are common in Zhenjiang Coal Mine and Yixing Chuanbu region. Therefore it is believed these two areas should be good prospecting targets for exploration.