

江汉盆地潜江凹陷古近系 潜江组盐间非砂岩储层评价

王国力¹, 张永生², 杨玉卿³, 漆智先⁴

(1. 中国石化集团 科技开发部, 北京 100029; 2. 中国地质科学院 矿产资源研究所, 北京 100037;
3. 中海油田服务股份有限公司, 北京 101149; 4. 中国石化 江汉油田分公司, 湖北 潜江 433124)

摘要:以 ④级盐韵律(单个韵律尺度:几厘米到几十厘米,韵律组合可达几米)为基本尺度,对广泛分布于潜江凹陷的盐间(包括盐岩层内)非砂岩储层进行储集岩、储集空间、储集物性及储层纵向分布等方面的精细描述和研究,得出盐间相对淡化段中的 ④级盐韵律及其组合是最有利、最有希望获得工业油流的储层。孔隙度受钙芒硝(Gb)含量的影响具体表现为:当钙芒硝的含量在 10%~50% 时,随其含量的增加,白云岩类和泥质岩类的孔隙度有所下降;而当其含量超过 50% 成为主要成分时,所形成钙芒硝岩的孔隙度则稳定在 10% 左右。在各类储集岩中,以白云岩类的孔隙度最高(平均达 19%),泥质岩类次之(平均达 13.4%),钙芒硝岩类最低(平均为 10.6%),但渗透率却以泥质岩类最高(平均达 $68.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),钙芒硝岩类次之(平均达 $36.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),白云岩类最低(平均为 $25.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),表明渗透率的高低不完全取决于孔隙度的大小,而主要与孔隙结构的分选性以及构造裂缝等有关。盐间非砂岩储层的孔喉半径普遍较小,大径孔喉仅占很小比例,渗透性普遍较差。因此,欲有效开发此类非砂岩储层,有必要根据盐类矿物的溶解习性,以改善渗透性为目标对储层作适当的改造以利开发。

关键词:盐间非砂岩;储层;④级盐韵律;孔隙度;渗透率;江汉盆地

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

江汉盆地是我国的含油气盆地之一,前人从不同的角度进行过详细的研究^[1~7]。潜江凹陷位于江汉盆地中部,中始新世末,潜江凹陷北部边界大断裂活动强烈,断裂前缘快速下陷,形成北深南浅、北陡南缓的箕状深凹陷。由于该凹陷沉降幅度最大,因而成为江汉盆地最大的聚盐中心。到上始新统—下渐新统潜江组沉积成盐期,化学沉积作用与机械沉积作用交替进行,沉积了 160 多个 ④级含盐韵律,总厚度达 4 500 m 的含盐岩系,其中盐类沉积达一半以上^[8]。在潜江组含盐岩系中广泛发育盐间非砂岩储层,且多见含油显示。对这类盐间非砂岩储层的精细研究与评价对油气勘探开发具有重要意义。

1 盐间非砂岩段的储集岩类型

对盐间段岩石类型的认识是随着研究程度的提高而不断深入的。最初把盐间段笼统地称为泥岩或泥膏岩。江汉油田经过多年细致工作,认为盐间段不是单一的岩类,而是粘土—碳酸盐—钙芒硝 3 大

系列矿物的混积物,主要岩石类型归纳为 5 类,即白云岩类、钙芒硝岩类、泥质岩类、混合岩类和灰岩类。相对于盐间砂岩储层而言,统称之为“盐间非砂岩”。

对王平 1 和王云 10-6 井盐间段进行细致的宏观观察、薄片鉴定、X 衍射分析、扫描电镜观察和阴极发光分析后,把盐间段和盐岩段的岩石划分为 4 大类:即以化学沉积作用为主的蒸发岩类(盐岩、钙芒硝岩等)和碳酸盐岩类(泥晶白云岩、石灰岩等);以机械沉积作用为主的泥质岩类以及介于三者之间的混合岩类。盐间非砂岩储层是由除盐岩之外的其它几类岩石组成,它们在垂向上按有规则的序次排列构成尺度在几厘米到几十厘米的 ④级盐韵律。本文首次在该区以 ④级盐韵律为基础单元探讨非砂岩储层的储集性能。

2 非砂岩储层的储集空间类型

综合岩石薄片、扫描电镜、铸体薄片和岩心观察等资料,按几何形态、产状和成因,取心井盐间非砂

表1 盐间非砂岩储层储集空间类型
Table 1 Pore types of nonsandstone reservoirs between salt beds

储集空间类型	成因特征
原生孔隙	泥质间微孔 泥质颗粒间原有的微细孔隙
	粒间孔 陆源碎屑颗粒及粒屑(内碎屑)之间呈颗粒支撑时留下的孔隙
孔隙	晶间孔 主要指白云石和钙芒硝晶体间的孔隙
	粒间、粒内溶孔 前者主要指碎屑颗粒和粒屑间的充填物发生溶解而留下的孔隙;后者指粒屑内部部分或全部溶解而形成的孔隙
	晶间、晶内溶孔 主要指白云石和钙芒硝的晶间、晶内发生溶解而形成的孔隙
	泥质间溶蚀微孔 指粘土矿物颗粒间受溶蚀作用而形成的微细孔隙,多为钙芒硝交代泥质
孔洞	泥质间溶蚀孔隙 与泥质间溶蚀微孔相似,但孔隙直径略大
	孔隙性洞隙 沿孔隙溶蚀扩大而形成的洞隙,多为蜂窝状
	裂隙性洞隙 沿各种裂隙局部溶蚀扩大而形成的洞隙,多不规则,大小悬殊
裂缝	构造缝 由构造作用主要是断裂和盐丘上拱作用形成,呈不同方向或网格状交织
	层间缝 岩层之间接触面处的缝隙,多沿岩层层理面产生
	压溶缝 不同成分的岩层因压力溶解而形成的锯齿状缝隙

岩储层的储集空间类型可分为3大类,即孔隙、孔洞和裂缝(表1)。一般来说,孔隙、孔洞的发育程度与沉积环境和成岩作用密切相关,裂缝则多受盐岩塑变规模和构造运动强度的制约。

2.1 孔隙

孔隙是近于等轴状的空间,平均直径 $< 2 \mu\text{m}$,主要起储集作用,可分为2类。

2.1.1 原生孔隙

包括3种类型:a)泥质间微孔,孔径一般 $< 3 \mu\text{m}$;b)粒间孔,多不发育,为孔隙充填物充填;c)晶间孔,为微细孔隙,孔径 $1\sim 8 \mu\text{m}$,常 $< 2 \mu\text{m}$ 。

2.1.2 次生孔隙

主要有4种:a)粒间、粒内溶孔,在粒屑白云岩中较少或偶尔可见,孔隙度一般 $< 1\%$;b)晶间、晶内溶孔,很常见,一般为溶蚀微孔,孔径 $2\sim 20 \mu\text{m}$,少量达 $40 \mu\text{m}$,一般为 $5\sim 6 \mu\text{m}$;c)泥质间溶蚀微孔和孔隙,分布普遍,前者一般 $1\sim 9 \mu\text{m}$,以 $< 3 \mu\text{m}$ 多见,后者一般 $3\sim 15 \mu\text{m}$,以 $5\sim 6 \mu\text{m}$ 多见。

2.2 孔洞

多为等轴状储集空间,但平均直径 $> 2 \text{mm}$,主要起油气富集作用,可分为2类,即孔隙性洞隙和裂隙性洞隙。这类孔隙虽然在各类观察分析中不多见,但在钻井过程中出现的严重井漏和钻具放空现象就可能是钻遇溶洞或大裂缝的结果。如王80-2井在井深 $2\ 791\sim 2\ 792.95 \text{m}$ 发生井漏,漏失钻井液 12.5m^3 ;在井深 $2\ 808.90 \text{m}$ 时,漏失钻井液 57.5m^3 。王云10-6井在钻至井深 $1\ 496.65 \text{m}$ 时,漏失钻井液 110m^3 ,漏速达 $33 \text{m}^3/\text{h}$;在 $1\ 505.6 \text{m}$ 时漏失 70m^3 。

又如王新8井在井深 $2\ 525 \text{m}$ 时,钻具放空 2.9m ,并发生强烈井喷。

2.3 裂缝

为线状空间,其长宽比一般 $> 5\sim 10$,主要起渗透作用。主要有3类裂缝。

2.3.1 构造缝

大多为高角度缝,系统研究表明主要有两种方向,即北东向和北西向。岩心中见到的大的裂缝均被钙芒硝、泥云质和盐类充填,但一些裂缝尤其是在盐类刺穿并错断部位仍较发育,其中大多充填有原油和沥青。裂缝多延伸短,一般为几厘米或十几厘米,断续分布,垂向上不穿过咸化段层段,长几厘米到几十厘米。此外,还发育有网格状裂缝和弧形裂缝等,也均被充填。区域研究表明,构造缝主要发育在王场构造的两翼和倾没端,主要受背斜构造和车档断层活动的控制。

2.3.2 层间缝

较为发育,尤其在钙芒硝岩、白云岩和泥岩呈互层时更为发育。岩心观察可见这类缝可达 $1\sim 2 \text{mm}$ 宽,常充填液态原油。

2.3.3 压溶缝

在石盐岩中发育,一般在石盐岩中的薄泥质岩夹层或含杂质多且分布不均匀时产生,缝宽 $< 1\sim 2 \text{mm}$,部分见有油迹。

在上述各类孔隙中,粒间溶孔、白云石晶间与晶内溶孔、孔洞、构造缝和层间缝等是盐间非砂岩储层的主要储集空间,其中尤以白云石晶间与晶内溶蚀孔隙、洞隙和裂缝最优。

3 非砂岩储层的储集物性特征

3.1 孔隙度

据王平1井和王云10-6井共73块岩心样品全岩压汞孔隙度数据统计结果(表2),孔隙度最大值为29.2%,最小值为2.3%,平均14.3%,这与潜江组24口井250块样品所测得的孔隙度平均值为15%,孔隙度范围为3%~33%基本吻合^[8]。总体上看,白云岩类的孔隙度值最高,平均为19%,孔隙类型主要为白云石晶间和晶内溶孔;次为泥岩类,平均13.4%,孔隙类型为泥质间(溶蚀)微孔和微裂缝;钙芒硝岩类最低,平均10.6%,孔隙类型主要为晶间和晶内溶孔,3大岩类孔隙度总平均值为14.3%。同一岩类不同组分的岩性其孔隙度有一定变化。就白云岩类而言,随泥质和钙芒硝含量的增加孔隙度明显下降约10%,这可能与泥质包覆白云石表面阻碍其溶蚀和钙芒硝晶体大多不具孔隙有关。对于泥质岩类,则随云质的增多孔隙度增加,随钙芒硝的增多,孔隙度下降。当钙芒硝晶粒含量由10%~20%增加到25%~30%时,孔隙度下降约3%~4%。对于钙芒硝岩类,随泥质和云质的增减孔隙度的变化则不很显著。从上述结果看出,就钙芒硝、白云石和泥质三者混合组成的岩类而言,当钙芒硝含量介于10%~50%时,白云岩类和泥岩类的孔隙度随其含量的增加有所下降;而当钙芒硝含量超过50%而成为主要成分时,岩石的孔隙度稳定在10%左右而不会大幅度下降,这与钙芒硝晶体自身的溶蚀交代作用有关。因此,传统认为白云岩中钙芒硝含量高低决定白云岩孔隙度大小的认识是不够全面的。

3.2 渗透率

据上述2口井97块岩心样品全岩压汞渗透率数据统计,最大为 $477 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最小为 $0.018 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,变化范围很大,平均值为 $43.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这一结果与王盐2井渗透率值 $(0.019 \sim 389) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 甚为接近。这表明盐间段储层基本以低渗为主。统计分析表明,不同岩类的渗透率值变化很大(表2),白云岩类具有相对高的孔隙度,但渗透率较低,平均值仅为 $25.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;泥岩类孔隙度中等,但渗透率平均值达到 $68.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;钙芒硝岩类孔隙度较小,但渗透率却高于白云岩类,平均值达到 $36.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。这一结果表明,渗透率的高低不完全取决于孔隙度的大小,而主要与孔隙结构的分选性,即孔喉的大小、形状和连通程度以及构造裂缝发育情况和充填程度等有关。

3.3 孔隙结构特征

王平1井和王云10-6井共56块压汞孔隙结构测试数据统计结果见表3。

由表3可见,平均孔喉半径平均值为 $0.494 \mu\text{m}$,最大孔喉半径平均值为 $7.9582 \mu\text{m}$,排驱压力平均值为 3.6733 MPa ,中值压力平均值为 13.095 MPa ,分选系数为 0.7011 。不同岩类岩样毛管压力曲线类型大致有2种:a)“两段式”(图1),绝大多数样品(包括泥岩类、白云岩类和钙芒硝岩类)均如此,其特征是排驱压力很大,一般在 $2 \sim 4 \text{ MPa}$ 以上,孔喉半径很小,集中在 $0.05 \sim 0.5 \mu\text{m}$,这类孔喉占总孔喉的 $45\% \sim 65\%$,对渗透率的贡献值为 90% 以上;b)“一段式”(图2),仅占少量,各岩类均可出现,主要类型有4种,即钙芒硝质白云岩、云质泥岩、晶粒状钙芒硝岩和泥质钙芒硝岩,其特征是排驱压力很小,一般在 0.05 MPa 以下,孔喉半径较大,多在 $5 \sim 25 \mu\text{m}$ 之间,占总

表2 不同岩性孔隙度渗透率数据表

Table 2 Porosity and permeability of different rocks

岩石类型	孔隙度, %	渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均值	
			孔隙度, %	渗透率, $10^{-3} \mu\text{m}^2$
泥晶云岩	25.7	14.4		
白云岩类			19.0	25.3
含钙芒硝泥质云岩	15.9	30.5		
含泥质钙芒硝质云岩	15.5	31.0		
泥岩类			13.4	68.8
云质泥岩	18.5	87.4		
含云(含钙芒硝)泥岩	10.8	66.5		
钙芒硝质泥岩	11.0	52.5		
晶粒状钙芒硝岩	11.5	49.2		
钙芒硝岩类			10.6	36.2
泥质钙芒硝岩	10.7	57.9		
网脉状钙芒硝岩	9.6	1.56		
3大岩类总平均值			14.3	43.4

表 3 压汞法毛管压力测试特征参数

Table 3 Some pore parameters measured by mercury injection method

特征参数	平均孔喉半径/ μm	最大孔喉半径/ μm	中值压力/MPa	排驱压力/MPa	分选系数
范围	0.030 5~ 3.393 3	0.01~ 74.99	0.01~ 32.10	0.01~ 24.96	0.010 3~ 5.751 0
平均值	0.494 0	7.958 2	13.095 0	3.673 3	0.701 1

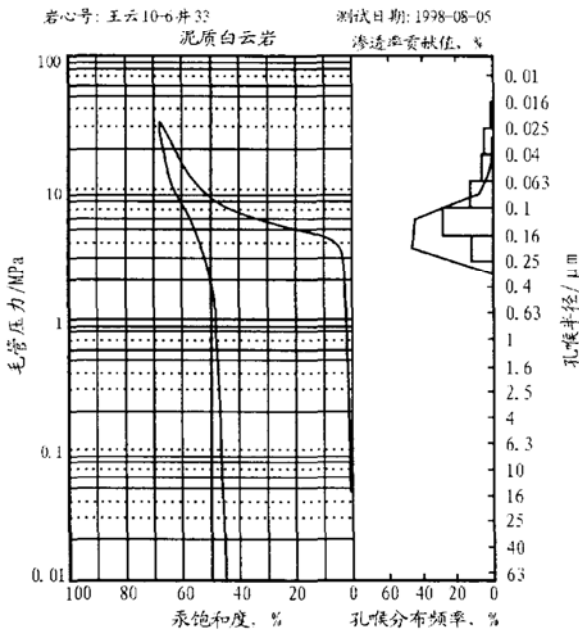


图 1 两段式毛管压力曲线与孔喉半径分布频率图

Fig. 1 Curve of capillary pressure and distribution of pore radius

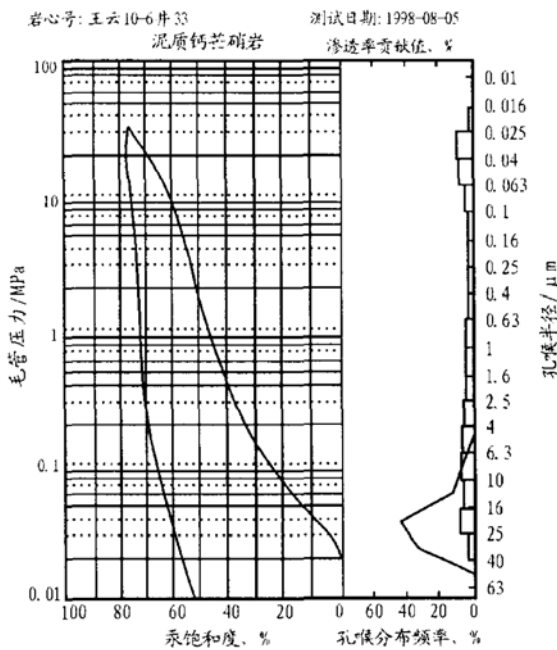


图 2 一段式毛管压力曲线与孔喉半径分布频率图

Fig. 2 Simple curve of capillary pressure and distribution of pore radius

上述特征参数值和图件有力地表明盐间段储层的孔隙喉道普遍较小,分选性很差,较大喉道仅占很小比例,因而储层的渗透性大都很差。欲开发这类非砂岩储层,则须依据盐类矿物的溶解习性作适当改造以利开发。

3.4 覆压条件下储层的孔渗特征

在地层压力条件下,储层的物性特征变化直接影响着油田的开发效益。对王云 10-6 井 9 个样品进行覆压孔渗测试,孔隙度和渗透率均随着覆压的增加而逐步下降,但孔隙度下降的幅度相对较小(图 3),而渗透率下降的幅度则较大(图 4)。这一结果主要是由于储层的孔隙主要由微小细孔组成,大的孔喉和微裂缝占较小比例,岩石受压后,孔喉进一步缩小,微裂缝也进一步闭合,这样就造成了渗透率显著下降而孔隙度下降较为缓慢的结果。

4 盐间非砂岩储层的综合评价

4.1 储层的含油性

盐间段地层既是储集层,又是生油层,王场地区众多钻取潜江组的岩心中均见原油外渗即可说明此

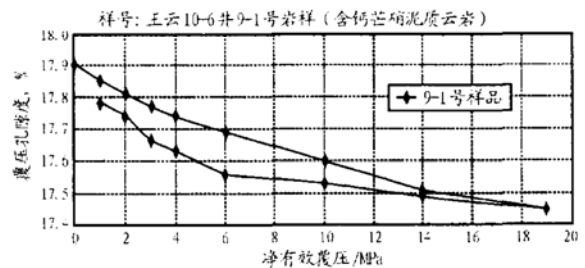


图 3 覆压条件下孔隙度变化曲线

Fig. 3 Change of porosity under overlying pressure

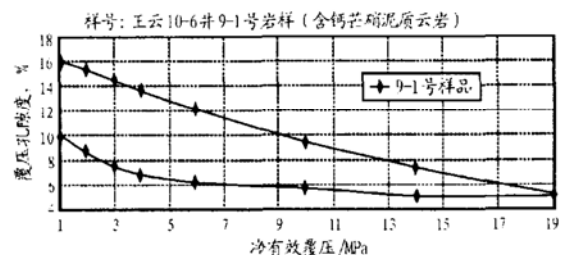


图 4 覆压条件下渗透率变化曲线

Fig. 4 Change of permeability under overlying pressure

孔喉的 8%~20%。它们所占比例虽小,但对渗透率的贡献值却高达 85%~95%。

点。细致的岩心观察可以看出王平1和王云10-6二井的含油性有以下几个特点。

4.1.1 白云岩类和泥岩类含油

前者是最普遍并已被广泛认同的含油现象,属于自生自储型,溶蚀孔隙和微裂缝发育,油气生成后聚集在其中,形成油浸状白云岩,如王云10-6井取心段见2.11 m 泥质白云岩含油程度高,原油明显外渗。泥质岩类也是重要的含油岩层之一,其生成的油气原地聚集起来,成为油浸状泥岩和油页岩,如王云10-6井潜二段顶部20韵律盐间淡化段就可见油浸泥质岩类厚达4.2 m。

4.1.2 盐下条带状、透镜状、团块状钙芒硝岩含油

分布在盐岩段之下,由钙芒硝岩构成,呈薄的条带状、透镜状和团块状等不规则形体时,在其内部及其与盐岩的接触面上含油程度特别高,呈油浸状。

4.1.3 晶粒状钙芒硝岩含油

这是一种特殊的含油岩类,尚未被充分认识。其厚度往往很薄,呈纹层状,几毫米到1~2 cm 多见,含油特征类似于晶粒白云岩,储油孔隙主要为晶间溶孔和少量晶内溶孔。王平1井取心段较常见这类含油现象。

4.1.4 构造发育段含油

指盐类构造和断裂构造发育段的含油性程度高。王平1井潜二段顶部盐类塑变流动刺穿薄的泥质岩层和白云岩层,导致盐间层各类缝、洞发育,油储非常丰富。王云10-6井潜2^(下)油组1 182 m 钻遇一正断层,断距达107 m,由于断层作用,导致断裂带裂缝发育,大多充满了原油,并见油浸角砾岩0.56 m。

上述岩心观察并结合油气测试表明,储层含油性的好坏受岩性和构造作用控制。无论何种岩性,如白云岩类、泥质岩类和钙芒硝岩类,只要物性好,均可成为好的储油层。而高产的油井和好的油气显示均分布在断层带、盐刺穿构造部位及裂缝发育部位。

4.2 非砂岩储层的纵向分布与综合评价

盐间非砂岩储层大都由几种矿物或岩类组合而成,单一成分的岩类储层既少见又层薄且不稳定。上述4类具良好油气显示的储层显然是有利的储层,但这些储层在盐间段的分布也不很稳定。就单层而言,由一种岩类构成的有利储层的连续厚度达2 m 以上者极为少见,大多在几厘米至几十厘米之间;横向上展布也不稳定,较短距离内即发生很大变化,如王云10-6井和王斜11-6井,两井平面距离仅100 m 左右,但王云10-6井在潜3¹、潜3²油组分别钻遇油层3.0 m(共3层)、10.2 m(共7层),而

王斜11-6井在相同层位分别钻遇油层4.8 m(共3层)和6.8 m(共4层)。实际上,盐间储层大多由几种不同岩类的储层以不同的方式和序列叠置排列而成,连续厚度可达几十 cm 至3 m 以上,大体相当于③级盐韵律组合的相对淡化段沉积。因此,寻找有意义的储层应立足于盐间地层的精细尺度的韵律研究,即在③级盐韵律的基础上,加强岩类学研究,进一步划分出④级盐韵律,④级盐韵律尤其是的相对淡化段④级盐韵律组合是最有利最有望获得工业油流的储层。

在本次研究的两口井取心井段中,在总共12个④级盐韵律(有的不完整)中共划分出83个④级盐韵律,其中有意义的是分布于④级盐韵律盐间相对淡化段中的40个④级盐韵律的储层(其中王平1井27个,王云10-6井13个),它们层数多,连续厚度大,组合良好,含油程度高,因而是有利的储层。图5所示为其中1个完整的④级盐韵律间的盐间非砂岩储层分布综合柱状图。位于④级盐韵律咸化段盐岩层中的43个④级盐韵律的淡化段储层由于层薄、一般仅几厘米到十几厘米,因此虽层数多但尚难构成有意义的优质储层。

综上所述,本区盐间非砂岩储层为中孔低渗型储层,其中有利的储层主要有4类,它们是钙芒硝质白云岩、云质泥岩、晶粒钙芒硝岩(含泥或云)和泥质钙芒硝岩,其余储层相对较差。在纵向上以王平1井23盐韵律的盐间段最优(图5),次为王云10-6井9韵律盐间段,其它一般。

5 小结

本文首次在该区以④级盐韵律(几厘米至几十厘米)为基本尺度,对潜江凹陷古近系潜江组含盐岩系盐间(盐岩层内)非砂岩储层进行了从组成岩类、储集空间、储集物性及储层纵向分布等方面的精细描述和研究,主要取得以下几点认识:

a) 盐间段各类储集岩中,以白云岩类的孔隙度最高,平均达19%;泥质岩类次之,平均达13.4%;钙芒硝岩类最低,平均为10.6%。钙芒硝对混合岩类孔隙度的影响具体表现为:当钙芒硝的含量在10%~50%时,随其含量的增加,白云岩类和泥质岩类的孔隙度有所下降,当其含量超过50%成为主要成分时,所形成钙芒硝岩的孔隙度则基本稳定在10%左右。因此,传统认为白云岩中钙芒硝含量的高低决定其孔隙度大小的认识是不够全面的。

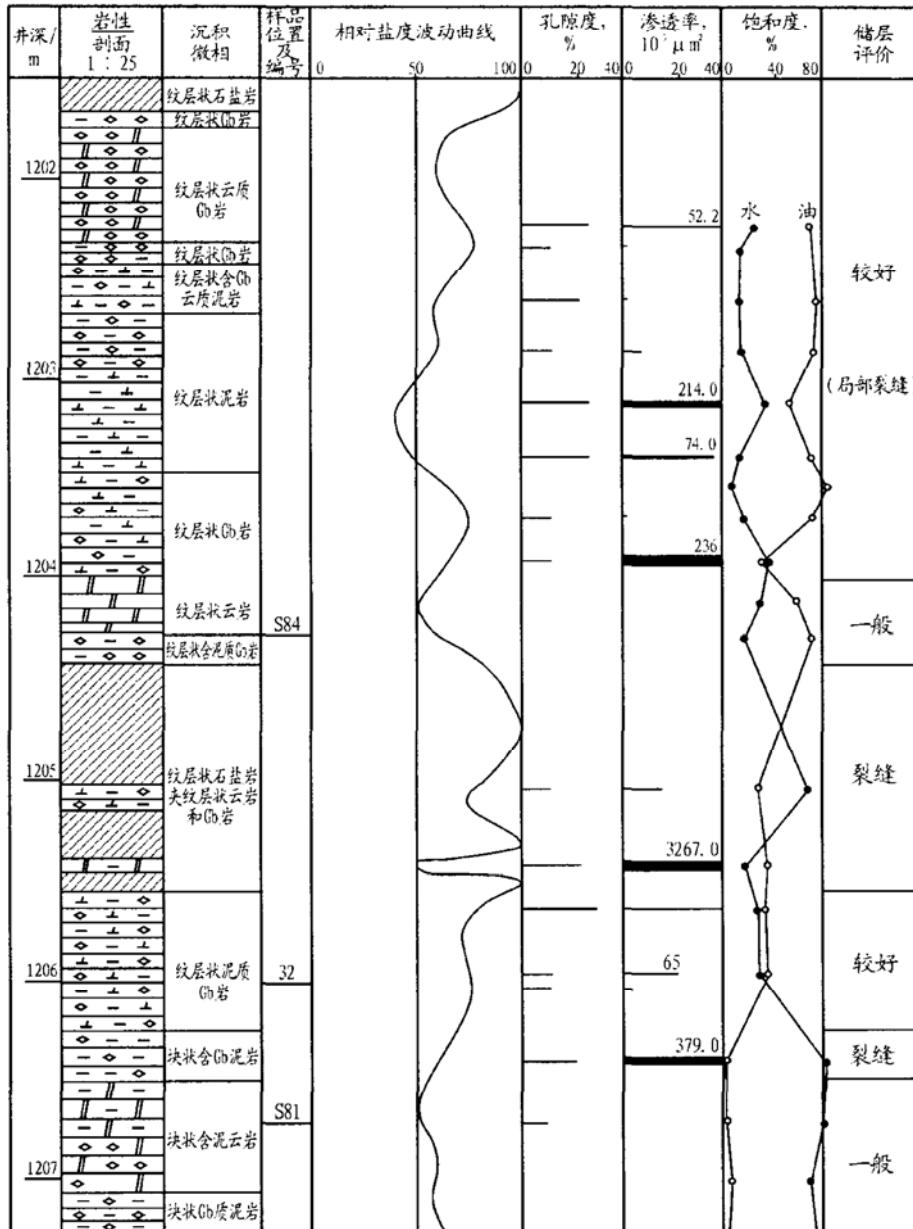


图 5 王平 1 井潜二段 23 韵律盐间段沉积微相及储集性分析柱状图

Fig. 5 Depositional microfacies and reservoirs occurred in rhythm 23 of member Q-2 in well Wangping-1

b) 各类储层的渗透率, 以泥质岩类最高, 平均达 $68.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 钙芒硝岩类次之, 平均达 $36.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; 白云岩类最低, 平均为 $25.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。压汞分析结果表明渗透率的高低并不完全取决于孔隙度的大小, 而主要与孔隙结构的分选性也就是孔吼大小、形状、连通程度以及构造裂缝发育情况和充填程度等因素有关。

c) 盐间非砂岩储层的孔吼半径普遍较小, 分选性较差, 大孔径孔吼仅占很小比例, 渗透性普遍较差。因此, 欲有效开发此类储层, 有必要根据盐类矿物的自身习性, 以改善渗透性为目标对储层作适当的改造以利开发。

d) 加强岩类学研究, 在 ④级盐韵律的基础上进

一步划分出 ⑤级盐韵律。因为相对淡化段中的 ⑤级盐韵律及其组合是最有利、最有希望获得工业油流的储层。这类盐间非砂岩储层在江汉盆地潜江凹陷广泛发育, 其中蕴藏着丰富的油气资源, 很值得我们去深入细致的储层开发研究工作。

致谢: 本文在完成过程中得到江汉油田分公司尤其江汉油田研究院有关领导和专家的支持, 在此一并感谢。

参考文献:

- 1 林九皓, 文志刚. 潜江凹陷油田水有机组分的地球化学特征[J]. 石油实验地质, 1988, 10(3): 277~ 283
- 2 王凤琴, 陈荷立, 罗晓容. 江汉盆地新沟咀组排烃量初探[J]. 石油

- 实验地质, 1989, 11(2): 160~ 166
- 3 罗晓容, 陈荷立, 王家华等. 江汉盆地地层埋藏史研究[J]. 石油实验地质, 1989, 11(4): 369~ 378
- 4 戴贤忠, 李玲. 江汉盆地第三系泥岩粘土矿物特征和沉积环境的探讨[J]. 石油实验地质, 1990, 12(1): 21~ 29
- 5 蒲秀刚, 江继纲. 江汉盆地潜江组未熟烃源岩生油预测的化学动力学法[J]. 石油实验地质, 2000, 22(3): 241~ 244
- 6 马安来, 李贤庆, 包建平. 江汉盆地第三系源岩有机岩石学研究[J]. 石油实验地质, 2002, 24(4): 367~ 371
- 7 卢明国. 江汉盆地江陵凹陷油气成藏期分析[J]. 石油实验地质, 2004, 26(1): 28~ 30
- 8 王典敷. 盐湖油田地质[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998. 1

EVALUATION OF NONSANDSTONE RESERVOIRS BETWEEN SALT BEDS OF THE PALEOGENE QIANJIANG FORMATION IN THE QIANJIANG DEPRESSION OF THE JIANGHAN BASIN

WANG Guo-li¹, ZHANG Yong-sheng², YANG Yu-qing³, QI Zhi-xian⁴

- (1. Department of Science & Technology Development, SINOPEC, Beijing 100029, China;
2. Institute of Mineral Resources, Chinese Academy of Geological Sciences, Beijing 100037, China; 3. WellTech-China Oilfield Services Ltd., Beijing 101149, China;
4. Jianghan Oilfield Company, SINOPEC, Qianjiang, Hubei 433124, China)

Abstract: Based on μ order rhythms as the basic scale (scale: several to dozens of centimeters), the authors have, for the first time, made a detailed description and study of nonsandstone reservoirs between salt beds distributed widely in the Qianjiang subbasin, Jianghan basin, in respect to reservoir rock types, reservoir pore spaces, physical properties of reservoirs and vertical distribution of reservoirs and draw the following conclusions: μ order rhythms and their association in relatively diluted intervals are the most promising reservoirs in which accumulations with industrial oil could occur. Among all types of reservoir rocks, dolostones have the highest porosity (average 19%) and lowest permeability (average $25.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), mudstones have a medium porosity (average 13.4%) and the highest permeability (average $68.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$), and glauberite rock has the lowest porosity (average 10.6%) and a medium permeability (average $36.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$). These data indicate that the permeability is not absolutely positive relative to the porosity but mainly relative to the pore texture and fractures. The porosity of reservoirs is influenced by the glauberite content. When the glauberite content is from 10% to 50%, the porosities of dolostones and mudstones decline with increasing glauberite content, and when the glauberite content is above 50%, glauberite forms glauberite rock and its porosity are maintained at about 10%. This suggests that the view that the porosity is positive relative to the glauberite content in dolostones is incorrect. Most nonsandstone reservoirs between salt beds commonly have small pore throats and poor permeability. So if we want to develop them effectively, it is necessary to improve their permeability according to the typical dissolution behaviors of evaporite minerals.

Key words: nonsandstone between salt beds; reservoir; μ order rhythm; porosity; permeability; Jianghan Basin