

塔北隆起三叠-侏罗系储集特征*

王方平 王正允 林小云 吴东胜

(江汉石油学院, 湖北荆沙 434102)

塔北隆起三叠系储集层具有孔隙度由上往下逐渐变好、砂体由北往南增厚、储集性变好的特点; 侏罗系储集层具有砂体北薄南厚, 孔隙由北往南递增的特点。有粒间孔、粒内孔、填隙物微孔隙和缝隙四种孔隙类型, 其中粒间孔占60%~80%, 是最主要的孔隙。I类储集岩 $P_d < 0.1$ MPa, $D_m > 5 \mu\text{m}$; II类 $P_d 0.1 \sim 2$ MPa, $D_m 2 \sim 5 \mu\text{m}$; III类 $P_d 0.2 \sim 5$ MPa, $D_m < 2 \mu\text{m}$ 。从I类到III类, 孔隙结构由好变坏, 毛细管压力由粗歪度变为细歪度, 排驱压力和饱和度中值压力由小变大、孔喉半径不断变小、储集性也不断下降。储层发育主要受埋藏深度和断裂及不整合面的控制。

关键词 储集特征 孔隙结构 控制因素 三叠-侏罗系 塔北隆起

第一作者简介 王方平 男 38岁 工程师 石油地质

塔北隆起包括三个主要探区: 轮南、东河塘和英买力地区。储集体主要由三叠纪的三个大型辫状三角洲(或扇三角洲)-湖泊沉积体中的砂体及侏罗纪滨浅湖砂体构成。三叠系储层分为三个油组: TIII、TII、TI油组^[1]; 侏罗系储层分为四个油组: JIV、JIII、JII、JI油组。本文试图对该区储层的物性和孔隙结构特征, 以及变化规律进行综合研究, 并在此基础上对影响储层储集性能的主要因素加以探讨。

1 储层特征

1.1 三叠系

砂体多属辫状三角洲(或扇三角洲)沉积, 部分为滨浅湖沉积, 厚度200~500 m, 主要为成分成熟度低的岩屑砂岩、次长石岩屑砂岩和砂砾岩组成。杂基含量低, 颗粒磨圆、分选差。三个油组储集岩的粒度主要分布在0.05~1.0 mm的粉砂岩至粗砂岩范围(图1)。其中TI和TIII油组粒度相似, 为粉砂至粗砂级, 以细一中砂级为主, TII油组粒度相对较细, 以细砂为主。三个油组砂体横向发育稳定, 单层厚度也较大, 一般为4~18 m, 最厚的大于20 m, 砂体总厚度50~350 m。

轮南-吉拉克地区三个油组孔隙度、渗透率从上往下逐渐变好(表1), TIII、TII油组以高孔高渗和中孔高渗为主, TI油组以中孔高渗为主, 其次是高孔高渗和中孔中渗^{**}。平面上,

* 国家“八五”科技攻关项目研究成果(85-101)

** 陈永武等. 塔里木盆地石炭、三叠和侏罗系储层特征、发育规律和预测, 塔里木石油勘探指挥部地质研究大队内部资料. 1990. 38

收稿日期: 1995-04-11 改回日期: 1995-05-16

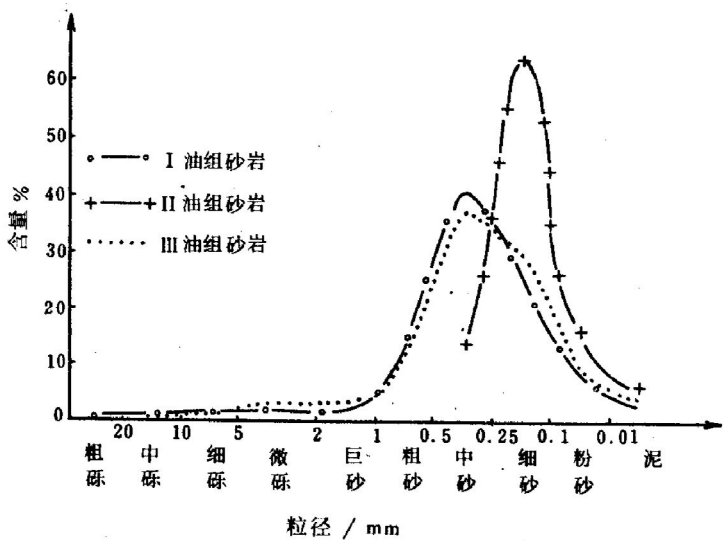


图 1 轮南油田三叠系砂岩粒度分布曲线

南储集体物性逐渐变好。

表 1 轮南-吉拉克地区三叠系、侏罗系各油组物性统计表

油组	φ 值主要分布范围 %	$\bar{\varphi}\%$	$\varphi_{\max}\%$	$\bar{K}$ 值主要分布范围/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	$\bar{K}/10^{-3}\mu\text{m}^2$	$K_{\max}/10^{-3}\mu\text{m}^2$
J I	15~20	16.7	20.94	10~60	30.1	154.1
J II	10~18	14	21.24	3~20	5.7	32.68
J III	12~20	16.3	20.87	5~80	21.1	121.3
J IV	16~20	18	20.72	70~400	222.5	835.2
T I	15~20	17.4	27.8	50~400	138.1	626.97
T II	15~25	19.2	28.5	100~400	254.3	944.3
T III	18~25	20.2	28.1	80~500	328.3	1300

表 2 东河塘等地区 T、J 储集层物性统计表

地区	层位	φ 值分布范围 %	$\bar{\varphi}\%$	$\varphi_{\max}\%$	K 值主要分布范围/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	$K/10^{-3}\mu\text{m}^2$	$K_{\max}/10^{-3}\mu\text{m}^2$
东河塘 哈拉哈塘	J	10~22	17.44	23.4	10~400	119.95	406
	T	15~23	19.53	24.8	60~192	125.3	192
英买力	J	12~21	19.25	22	0.5~160	10.8	326.7
	T	15~22	19.53	24	40~500	132.8	500

1.2 侏罗系

侏罗系以滨浅湖沉积为主。地层厚度 80~520 m，储集岩厚度 30~260 m。以细粒长石岩屑砂岩和粉砂岩为主，其次是砾岩、不等粒砂岩和粗粒长石岩屑砂岩。分选、磨圆较差。

储集岩物性主要表现为中孔中低渗，但部分井段具备了较好的储集条件。四个油组中，下

由北向南随着砂体逐渐增厚，其孔隙度及渗透率值总体上也呈增高趋势（图 2）。轮南断垒带附近（LN2，3，10 井区一带）及吉拉克断裂带附近出现两个孔隙度高值区，轮南南北断裂带之间（LN18—LN19 井区一带）出现一相对的低值区。而轮南断垒带以北则表现为离断垒带越远，物性参数越差。

东河塘和英买力两个地区的沉积学特征及物性参数与轮南地区相近（表 2），但物性参数在纵向上的变化有差异。东河塘、英买力储层的储集性能表现为上部 T I 油组优于中、下部 T II、T III 油组，而 T II 油组又优于 T III 油组。由北向

部JⅣ油组砂体稳定,总厚度及单层厚度都较大,物性指标明显优于其它三个油组(表1),砂体厚度东西向变化不明显,南北方向则北薄南厚变化显然,与之相应,四个油组孔隙度值由北向南也呈递增趋势(图3)。

2 孔隙特征

2.1 类型

主要储集空间为次生孔隙及相当一部分遭受不同程度成岩改造的原生孔隙。可分为粒间孔隙、粒内孔隙、填隙物内微孔隙、缝隙等四个基本类型^[2]。

粒间孔隙是最主要的储集空间,占总孔隙度的60%~80%;粒内孔隙占2%~8%;微孔隙占5%~15%,主要分布于自生高岭石及其它粘土矿物晶体间;缝隙仅占3%~5%。呈单一孔隙型或组合孔隙型构成区内储集空间。

2.2 孔径

储层孔隙大小与砂岩粒度及溶蚀作用发育程度有关。塔北地区三叠系为一套粒度较粗的扇三角洲-辫状三角洲沉积,大、中孔隙较发育,尤其是处于构造高点及断裂带附近的储集体,溶蚀作用强烈,广泛发育大孔隙和超大孔隙^[3]。此外,侏罗系JⅣ油组也为粒度较粗的中-细砂岩,孔隙也是以大-中型居多。三叠系TⅢ油组孔径均值为61 μm, TⅡ油组为43 μm, TⅠ油组为50 μm, 侏罗系下部JⅣ油组为25~47 μm, 而中上统的JⅢ、JⅡ、JⅠ三个油组孔径仅0.5~15 μm。

2.3 喉道特征

按半径大小分为三级,其中粗喉道: $D_m > 4.5 \mu m$, 细喉道: $1 \mu m < D_m < 4.5 \mu m$, 微细喉道: $D_m < 1 \mu m$ 。

按产状、形态分为以下四种类型:

2.3.1 点状喉道^[3]

分布于颗粒之间接触处,形态短而狭窄,具有较高的毛细管阻力,属于细-微细喉道类型。

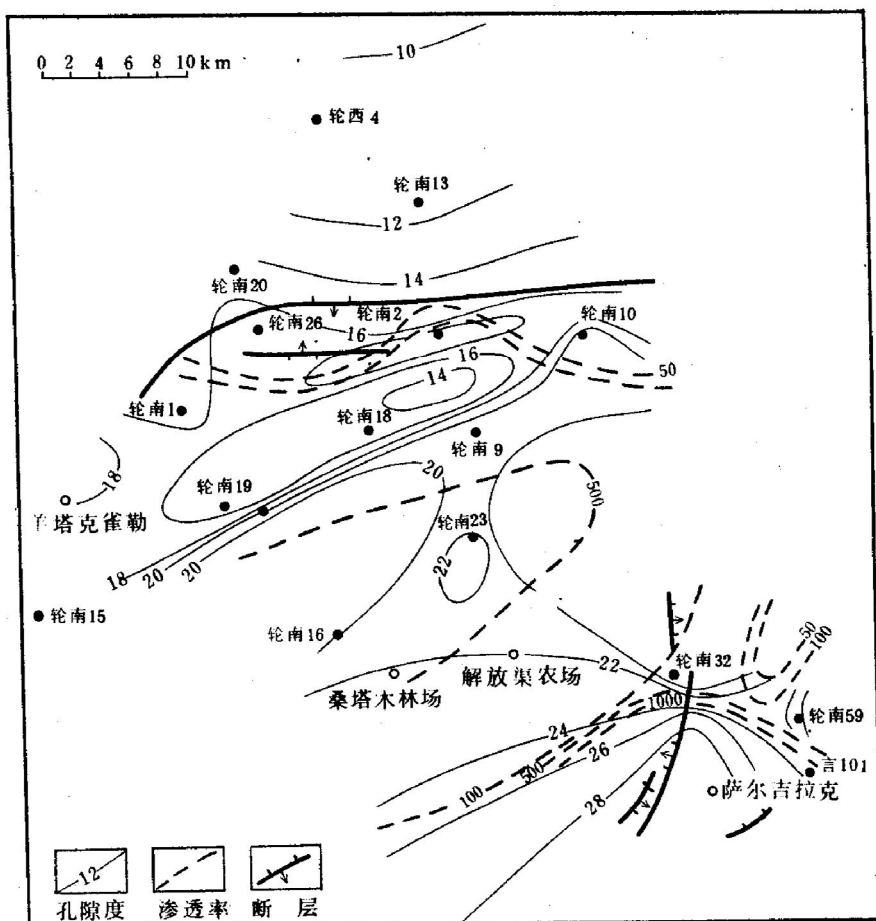


图2 轮南地区TⅢ油组孔隙度、渗透率平面分布图

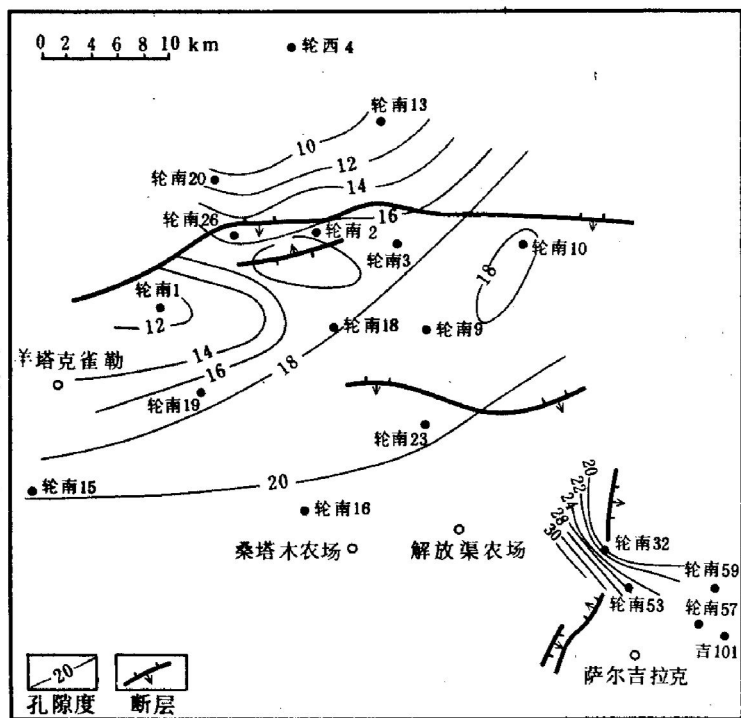


图3 轮南地区JⅢ油组孔隙度平面图

2.4 毛细管压力曲线特征

通过100多块岩芯压汞资料的研究,绘制出了塔北各探区三叠、侏罗系诸油组典型毛细管压力曲线(如图4,5)。

综合各条曲线特征,将有关参数列入表3中^[4]。从各条曲线的形态及表中所列的各主要参数的比较中可看出,不同油组储集体的孔喉分选性都较差(S_p 为1.5~2.9),很少出现平台,而且排驱压力 P_d 都较低(0.3~0.005 MPa),说明即使是较差的储集岩,其孔隙结构中也存在有较大的喉道。体现优劣差异的是 R_{50} 值、 $S_{min}\%$

和 V_k 值的不同。可以看出,轮南地区三叠系储集岩、侏罗系JIV油组、英买力三叠系储集岩有着相近的孔喉参数。其特征是 R_{50} 值较大(3.8~12.5 μm),分选系数 S_p 值较大(2.0~2.9),最小非汞饱和度 $S_{min}\%$ 较低(<18%),大孔隙体积百分数 V_k 值较高(>65%),表现出良好的储集性能。其中TII油组与TIII油组、TI油组及JIV油组略有差异,其分选系数 S_p 值相对较低(2.0),喉道中值半径 R_{50} 值相对较小(3.8 μm ±),反映了TII油组孔喉半径相对较小,而分选性相对略好的特点。这是由TII油组储集岩粒度相对较细(粉—细砂岩)决定的。

2.3.2 片状喉道

分布于压实作用形成的颗粒之间,呈点-线接触的砂岩类型中,喉道呈片状,长而窄,毛细管阻力较大,属细—微细喉道类型。

2.3.3 缩颈喉道

分布于溶蚀作用强烈,颗粒呈飘浮状的孔隙和无胶结物孔隙中,是孔隙的缩小部分,喉道较宽,毛细管阻力小,属于细—粗喉类型。

2.3.4 管束状喉道

分布于长石强烈溶蚀后的解理缝中或高岭石晶间孔中,属微细喉道类型。

三叠系各油组及侏罗系JIV油组储层以点状喉道和缩颈喉道为主,渗透性好。侏罗系JIII、JII、JI油组以片状喉道和点状喉道为主,并发育管束状喉道,渗透性较差。

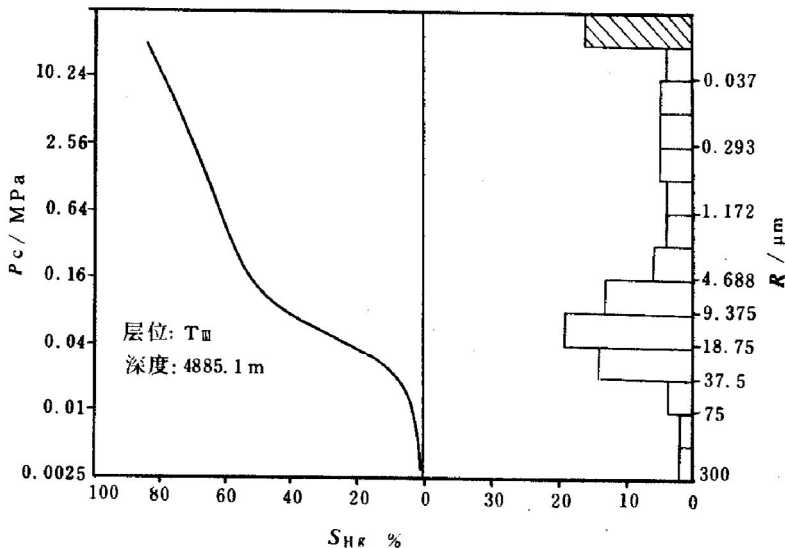


图4 LN2井TⅢ油组毛细管压力曲线及孔喉分布特征

东河塘-哈拉哈塘地区三叠系储集岩及 JIV 油组储集岩的毛细管压力曲线与轮南、英买力地区相比, 差异主要表现为最小非汞饱和度 $S_{\min}\%$ 值较高 (30%~40%), 大孔隙体积百分数较小 (35%~60%), 表明了其储集岩的微细喉道所占比例较大的特点。

塔北地区 JIII、JII、JI 三个油组储集岩以粉砂岩为主, 毛细管压力曲线特征也很接近, 曲线形态表现为细歪度, 排驱压力相对较高 ($P_d > 0.2$ MPa), 喉道中值半径一般 <

$0.5\ \mu\text{m}$, $S_{\min}\%$ 为 30%~40%, $V_{\text{大}}$ 仅为 25%~45%, 反映了其孔喉半径小、储集性能较差的特点。但这些油组中所夹的细砂岩储集体, 其毛细管压力曲线所反映出的各种参数则明显优于粉砂岩储集体。

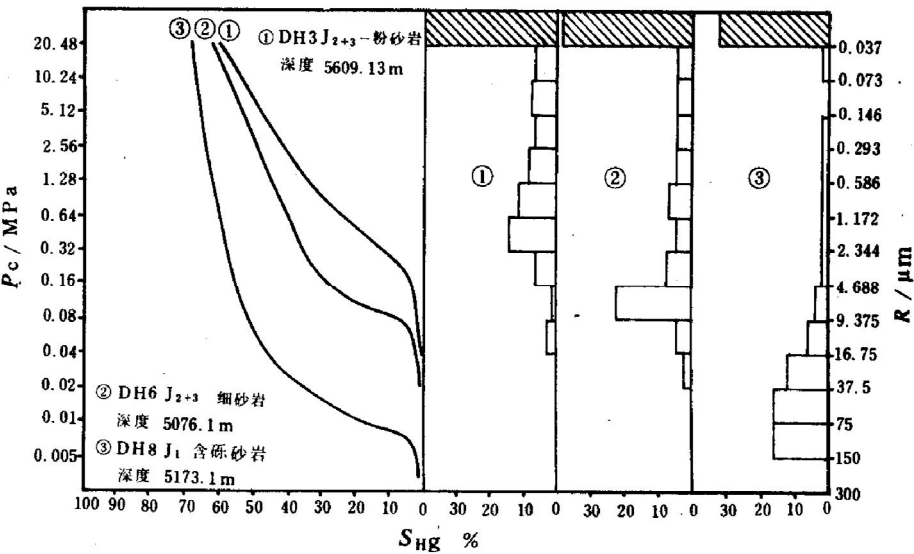


图 5 DHJ 油层典型压汞曲线与孔喉半径分布直方图

表 3 各主要探区三叠、侏罗系储层典型毛细管压力曲线特征参数表

地区	层位	岩 性	深度/m	$\Phi\%$	K	P_d/MPa	P_{50}/MPa	$R_d/\mu\text{m}$	$R_{50}/\mu\text{m}$	$S_{\min}\%$	$V_{\text{大}}\%$	$D_m/\mu\text{m}$	Sp
					$10^{-3}\mu\text{m}^2$								
轮南	LN2J I	细粒长石岩屑砂岩	4280.1	16.4	76.2	0.05	0.32	15	2.34	16	65	4.21	1.937
	LN2J IV	粗粒长石岩屑砂岩	4567.4	24.6	278.6	0.02	0.05	37.5	15	6	78	16.55	2.498
	LN2T I	粗粒长石岩屑砂岩	4752.4	18.7	126.8	0.02	0.08	37.5	9.375	18	68	16.44	2.562
轮西	LN2T III	粗粒长石岩屑砂岩	4885.1	24.8	254.7	0.015	0.11	50	7.03	16	65	14.06	3.03
	LX4T I	细粒长石岩屑砂岩	5233.55	11.66	0.4	0.64	11.2	1.172	0.067	44	10	0.492	1.51
	DH3J ₂₊₃	长石岩屑粉砂岩	5609.13	15.5	19.32	0.2	6.2	3.75	0.121	40	25	1.115	1.963
东河塘-哈拉哈塘	DH8J ₂₊₃	细粒长石岩屑砂岩	5076.1	17.64	86.79	0.06	2.56	12.5	0.293	38	42	4.562	2.436
	DH8J ₁	含砾砂岩	5173.1	21.8	3242.27	0.005	0.06	150	12.5	32	61	45.45	2.445
	乡 1T	细粒长石岩屑砂岩	4801.7	16.28	5.35	0.12	11.5	6.25	0.065	42	35	1.989	1.935
英买力	XA1T	中粒长石岩屑砂岩	4245.16	21.62	722.65	0.008	0.64	93.75	1.172	32	53	17.92	2.89
	YM4J ₂₊₃	长石岩屑粉砂岩	4725.75	12.59	2.59	0.3	2.56	2.5	0.293	34	25	0.997	2.498
	YM4J ₂₊₃	细粒长石岩屑砂岩	4658.58	17.49	10.86	0.02	1.28	37.5	0.586	32	45	5.031	2.47
买力	YM4J ₁	长石岩屑粉砂岩	5038.9	19.44	26.3	0.06	3.2	12.5	0.234	36	32	2.74	2.34
	YM10J ₁	中粒长石岩屑砂岩	5076.82	20.94	909.92	0.025	0.06	30	12.5	18	68	15.36	2.36
	YM1T	中 细粒长石岩屑砂岩	4863.39	23.9	184.6	0.063	0.197	11.90	3.81	12	70	5.1	2.023
力	YM1T	含砾不等粒砂岩	4863.83	26.0	1833.6	0.023	0.08	32.47	9.375	10	73	9.7	2.357

注: P_d —排驱压力, P_{50} —饱和度中值压力, R_d —最大连通半径, R_{50} —喉道中值半径, $S_{\min}$ —最小非汞饱和度, $V_{\text{大}}$ —大孔隙体积百分数, D_m —喉道均值, Sp —喉道分选系数

2.5 分类与评价

综合岩性和物性资料以及毛细管压力曲线参数,可将塔北地区三叠、侏罗系储层分成三大类(表4)^[5]。

表4 塔北三叠、侏罗系储集岩孔隙结构及分类评价表

储集岩 分类	常规物性		压 汞 资 料						岩性特征	粘土含 量 %	碳酸盐含 量 %	储集性
	K $10^{-3}\mu\text{m}^2$	Φ %	P_d/MPa	P_{50}/MPa	$D_m/\mu\text{m}$	$S_{\min}$ %	$V_{\text{大}}$ %	毛管曲 线形态				
I	50~500	18~25	<0.1	<0.2	>5	<20	>65	偏粗歪度 分选差	较纯净的 中、 细砂岩	<5	<4	好
II	10~50	15~22	0.1~2	0.2~10	2~5	25~35	50~65	偏粗歪度,分选 中等	粉细砂岩 不等粒砂 岩	5~8	5~8	中~较好
III	2~10	10~18	0.2~5	>5	<2	>35	25~50	偏细歪度,分 选较好	富自生粘 土的粉 砂岩	8~15	5~10	中一较差

2.5.1 I类储集岩 ($P_d < 0.1 \text{ MPa}$, $D_m > 5 \mu\text{m}$)

为溶蚀孔隙发育,自生粘土和胶结物含量低,压实相对弱的细一中砂岩、中一粗砂岩。轮南、英买力地区三叠系各油组,侏罗系JN油组储层,大部分属于I类,是本区最好的储层。自生粘土<5%,碳酸盐胶结物<4%,以粒间孔为其主要的储集空间,孔隙度18%~25%,渗透率 $50 \times 10^{-3} \sim 500 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储集性好,产能高,单井每米日产液量为30~100 t/m·d,毛细管压力曲线歪度为粗偏。分选较差,孔隙结构为大孔隙大喉道和大孔隙中喉道型。 $P_d < 0.1 \text{ MPa}$, $P_{50} < 0.2 \text{ MPa}$, $S_{\min} \% < 20\%$, $V_{\text{大}} > 65\%$, $D_m > 5 \mu\text{m}$ (表4)。

2.5.2 II类储集岩 ($P_d 0.1 \sim 2 \text{ MPa}$, $D_m 2 \sim 5 \mu\text{m}$)

储集性中等—较好。以粗粉砂—细砂岩为主,部分填隙物含量较高的不等粒砂岩、砂砾岩也属此类。与I类储集岩相比,填隙物明显增多。自生粘土5%~8%,碳酸盐胶结物5%~8%。微孔隙占相当大比例,但仍以粒间孔占主导,属粒间孔-微孔隙型组合。孔隙结构多属中孔隙小喉道和小孔隙小喉道类型。毛细管压力曲线为歪度略粗,孔喉分选中等—较差,孔喉均值 D_m 一般为2~5 μm , P_d 为0.1~2 MPa, P_{50} 为0.2~10 MPa, $S_{\min}$ 为25%~35%, $V_{\text{大}}$ 为50%~65%,孔隙度15%~22%,渗透率 $10 \times 10^{-3} \sim 50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。产能中等,单井每米日产液量几吨到几十吨。东河塘地区三叠系相当一部分填隙物含量较高的砂岩、塔北地区侏罗系JN油组中粒度较细的粉砂岩段和JIII、JII、JI油组中粒度较粗的细砂岩夹层皆属此类。

2.5.3 III类储集岩 ($P_d 0.2 \sim 5 \text{ MPa}$, $D_m < 2 \mu\text{m}$)

岩性为粉砂岩、含泥粉砂岩。自生粘土增高为8%~15%,碳酸盐含量无明显增加。以微孔隙为主,粒间孔、粒内孔的比例和孔径减小。毛细管压力曲线呈歪度偏细,孔喉均值一般<2 μm , $P_{50} > 5 \text{ MPa}$, $S_{\min} > 35\%$, $V_{\text{大}}$ 仅为25%~50%。孔隙度10%~18%,渗透率 $2 \times 10^{-3} \sim 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。储集性中等—较差,产能低,单井每米日产液量为几吨以下。塔北地区侏罗系JIII、JII、JI三个油组的绝大多数砂体属此类储集岩。

I类至Ⅲ类储集砂岩, 孔隙结构由好变差, 毛细管压力曲线由粗歪度变为细歪度, P_d 和 P_{50} 由小变大, 平均孔喉半径变小, 储集和渗透能力不断下降, 产能降低。

3 控制因素

除粒度与杂基含量的影响因素外, 对储集性能起主要作用的是埋深和断裂、不整合面。

3.1 埋藏深度

将塔北各探区三叠、侏罗系储层所有样品(约500个)的孔隙度对应深度作图(图6), 在4200~4500 m之间出现一个孔隙度高值带。在此深度之上下, 孔隙度均遵循随深度增加而减小的趋势发生变化。

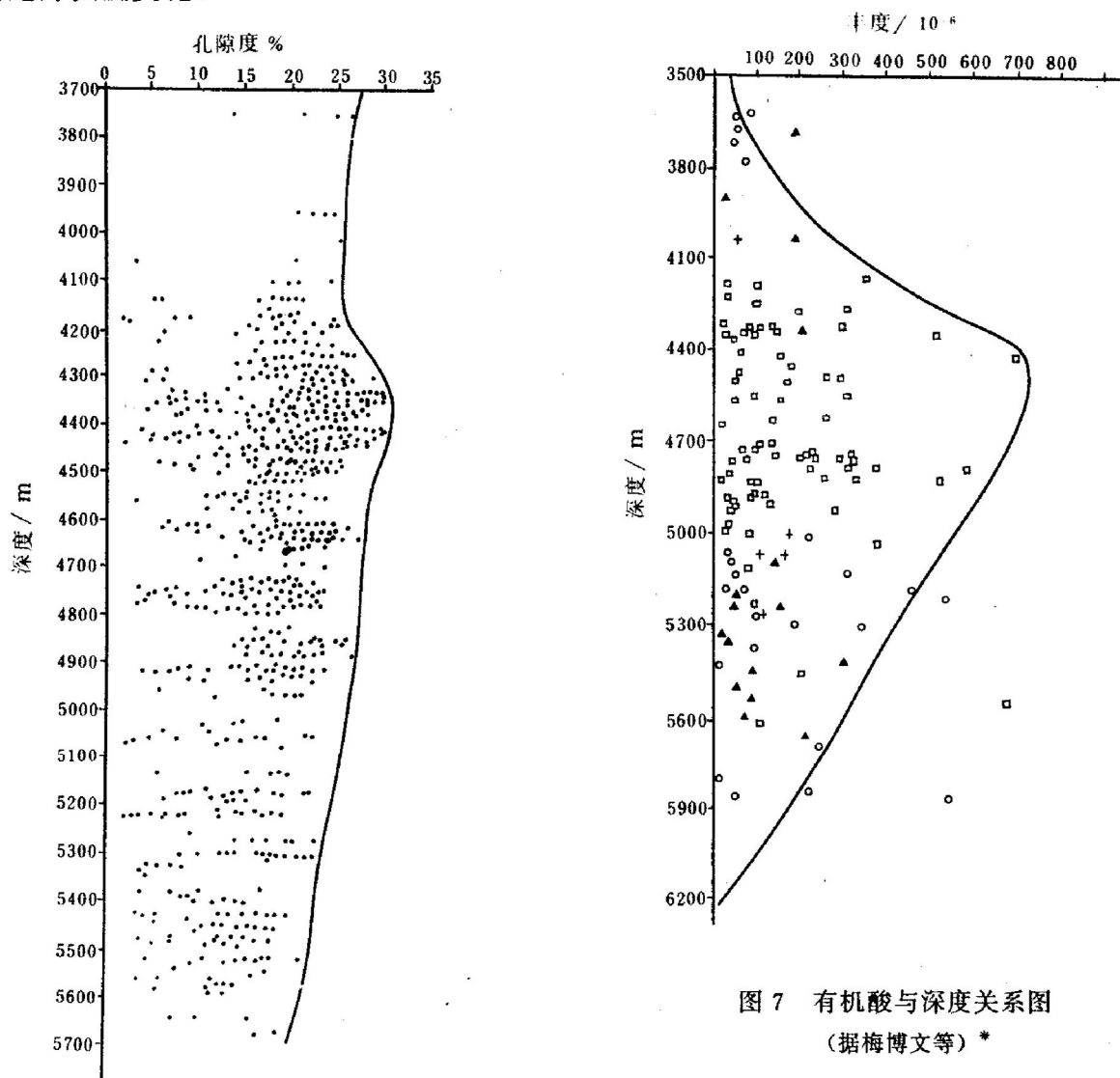


图6 储层孔隙度-深度关系图

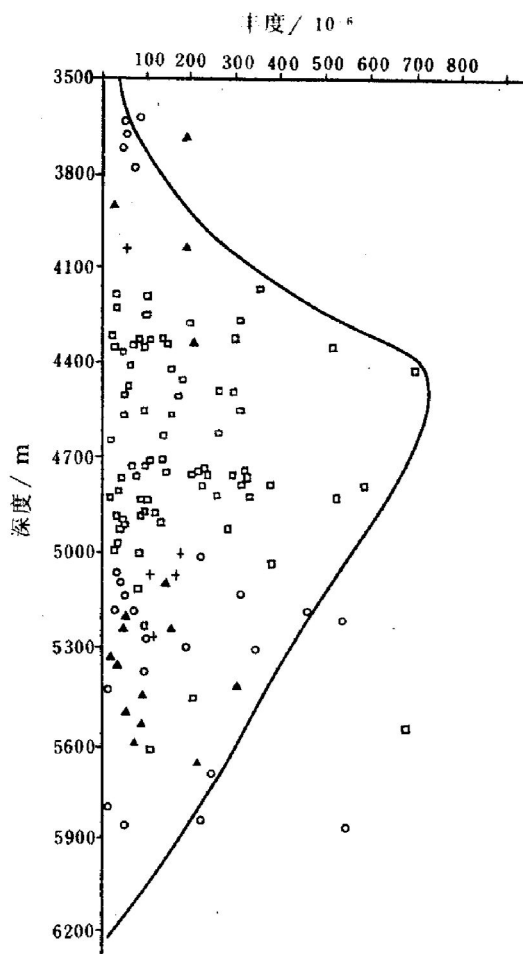


图7 有机酸与深度关系图

(据梅博文等)*

有机酸含量与深度关系(图7)表明, 其高值带出现的深度区间大体与孔隙高值带吻合, 说明有机酸对孔隙高值带的形成具有决定性的作用。

* 梅博文等. 塔里木盆地油田水地球化学性质与储层性质. “八五”成果报告, 1994

3.2 断裂、不整合面

轮南地区三叠系和侏罗系各油组储集性能的差异与断裂和不整合面有关。三叠系三个油组总体上物性都较好,但以接近不整合面的 T_{III} 油组为最好,远离不整合面的 T_I 油组为最末。

轮南-吉拉克、英买力等地区高孔隙发育带往往与断裂的纵向延伸范围相一致。在轮南断垒和吉拉克断裂附近,各有关油组的孔渗条件都明显优于离断裂较远的储集体。轮南的几个油气藏产区也多与断裂作用带有关。

参 考 文 献

- 1 刘昌玉,陈永武. 轮南断垒带三叠系石油地质特征和油气聚集规律的研究. 见:童晓光,梁狄刚编. 塔里木盆地油气勘探论文集. 乌鲁木齐:新疆科技卫生出版社,1992. 497
- 2 郑浚茂. 碎屑储集岩的成岩作用研究. 武汉:中国地质大学出版社,1989. 110
- 3 罗蛰潭,王允诚. 油气储集层的孔隙结构. 北京:科学出版社,1986. 23
- 4 罗蛰潭. 油层物理. 北京:地质出版社,1984. 169
- 5 信基麟,张一伟等. 油藏描述与油藏模型. 东营:石油大学出版社,1989. 209

CHARACTERS OF TRIASSIC-JURASSIC RESERVOIRS IN NORTHERN TARIM UPLIFT

Wang Fangping Wang Zhengyun Lin Xiaoyun Wu Dongsheng

(Jiangnan Petroleum Institute, Jinsha, Hubei)

Abstract

The Triassic and Jurassic reservoirs in the northern uplift of Tarim Basin are mainly distributed in three exploring regions, i. e. Lunnan, Donghetang and Yingmaili regions. The variation of the reservoiring spaces follow a certain rule, and the reservoirs' quality is closely related to the pore structure. The reservoirs can be classified into four grades according to their physical properties and capillary pressure. The main factors that control the reservoir properties are the buried depth, the development of faults and unconformity planes.