

松南十屋断陷储层孔隙结构及在油藏评价中的应用

朱陆忠 赵秀梅

(东北石油地质局勘探开发研究院, 吉林长春 130062)

王广运

(大庆石油管理局勘探开发研究院, 黑龙江大庆 163712)

刘 建

(中国新星石油公司勘探研究院, 湖北荆州 434100)

根据毛细管压力曲线形态, 研究区孔隙结构可分为 V 类, 根据孔喉分布曲线, 孔喉分布可分为单峰、双峰或多峰型; 不同的相带孔隙结构不同, 以浅层泉头组河道、漫滩、浅水湖、砂坝等相带的中细砂岩孔隙结构为最好, 为 I, II 类, 深层扇三角洲、水下扇的砂岩孔隙结构较好, 为 I ~ III 类。在油藏评价中, 孔隙结构愈差, 临界油柱高度和油水过渡带厚度就愈大, 在相同油气柱高度下, 小五家子构造所需孔隙度下限值最低, 储集空间较大, 利于油气聚集, 艾家窝堡、西 蒙-皮家窝堡构造以登娄库组产油所需喉道半径最小, 应以找气为主。

关键词 孔隙结构 特征 应用 十屋断陷

第一作者简介 朱陆忠 男 32 岁 工程师 石油天然气地质

1 孔隙结构特征

1.1 毛细管曲线特征及分类

根据 111 个样品所做毛细管压汞曲线, 结合其他地区分类标准, 将本区孔隙结构形态划分 V 种类型(表 1)。

表 1 梨树地区十屋断陷孔隙结构分类

分类		排 驱、中 值 压 力		孔 径 数 值		喉道均值	束缚孔隙	油 柱 高 度	
		P_d /MPa	P_{50} /MPa	$r_{10}/\mu\text{m}$	$r_{50}/\mu\text{m}$	$X/\mu\text{m}$	$\text{simn}/\%$	h_{10}/m	h_{50}/m
I	I _A	< 0.10	< 0.50	> 7.50	> 1.50	5.78	2.58	< 4.00	< 25.00
	I _B	0.10~ 0.50	0.50~ 1.50	1.50~ 7.50	0.50~ 1.50	1.00	4.00	3.50~ 18.00	20.00~ 50.00
II		0.50~ 1.00	1.50~ 3.00	0.75~ 1.50	0.25~ 0.50	0.40	5.50	14.00~ 29.00	40.00~ 100.00
III		1.00~ 2.50	3.00~ 6.00	0.30~ 0.75	0.12~ 0.25	0.26	11.00	29.00~ 75.00	80.00~ 180.00
IV		2.50~ 5.50	6.00~ 15.00	0.14~ 0.30	0.05~ 0.12	0.13	20.70	70.00~ 170.00	165.00~ 450.00
V		> 5.50	> 15.00	< 0.14	< 0.05	0.07	54.50	> 170.00	> 450.00

I 类: 排驱压力小于 0.50 MPa; 中值压力小于 1.50 MPa, 孔喉分选好、中粗歪度, r_{50} 大于 0.50 μm 。代表好-较好储层孔隙结构。

II 类: 排驱压力 0.50~ 1.00 MPa, 中值压力为 1.50~ 3.00 MPa, 孔喉分选中等, 略粗歪度, r_{50} 为 0.25~ 0.50 μm 。为较好-中等储层孔隙结构。

III 类: 排驱压力 1.00~ 2.50 MPa, 中值压力 3.00~ 6.00 MPa, 孔喉分选中等-差, 略粗歪度, r_{50} 为 0.13~ 0.25 μm 。为中等储层孔隙结构。

IV 类: 排驱压力 2.50~ 5.50 MPa, 中值压力为 6.00~ 15.00 MPa, 孔喉分选差, 细歪度, r_{50} 为 0.05~ 0.12 μm 。为差-极差储层孔隙结构。

V 类: 排驱压力大于 5.50 MPa, 中值压力大于 15.00 MPa, 孔喉分选差, 较细歪度, r_{50} 小于 0.05 μm 。为非储层孔隙结构。

在所有样品中, I 类 35 个, 占 31.5%; II 类 20 个, 占 18%; III 类 25 个, 占 22.5%; IV 类、V 类 31 个, 占 28%。

以泉头组为例, 小五家子构造主要是 I 类, 部分 II 类, 老公林子构造为 II, II 类, 西丁家构造为 IV 类。说明储层孔隙结构以小五家子构造最好, 老公林子构造和西丁家构造则较差。

纵向上, 毛细管压力曲线也出现规律性变化, 以

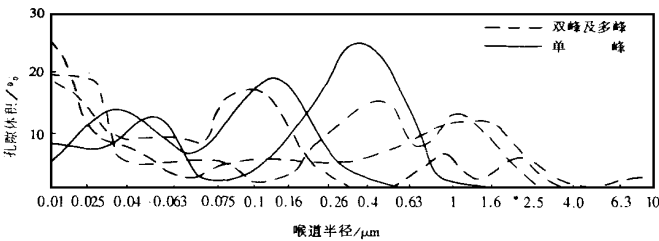


图 2 十屋断陷储层孔喉分布曲线

储集层孔喉分布的范围及其配置关系, 对岩石的渗流能力、储集油气能力都有至关重要的影响^[1]。根据十屋断陷各级孔喉连通孔隙体积频率图看出, 孔喉分布可分为两种类型(图 2)。

1.2.1 单峰型

此种类型孔喉分布频率曲线只具单峰, 峰位区间不确定, 多分布于泉头组样品中, 以粒间孔隙为主, 次为微晶间孔。峰位区间多集中于 0.01~ 0.10 μm , 0.16~ 0.40 μm , 0.40~ 1.00 μm , 1.00~ 3.00 μm , 4.00~ 10.00 μm 间。峰位区间在 1.00~ 3.00 μm , 4.00~ 10.00 μm 间的孔隙度 > 10%, 渗透率 > $1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙结构为 I 类, 多集中于泉头组样品中; 峰位区间在 0.10~ 0.14 μm 和 0.16~ 0.40 μm 间的孔隙度 $\leq 10\%$, 渗透率 $\leq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙结构为 II~ III 类; 峰位区间在 0.01~ 0.10 μm 间的孔隙度 < 5%, 渗透率 < $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 孔隙结构为 IV~ V 类, 该种峰多出现于沙河子组、营城组、登娄库组样品中。

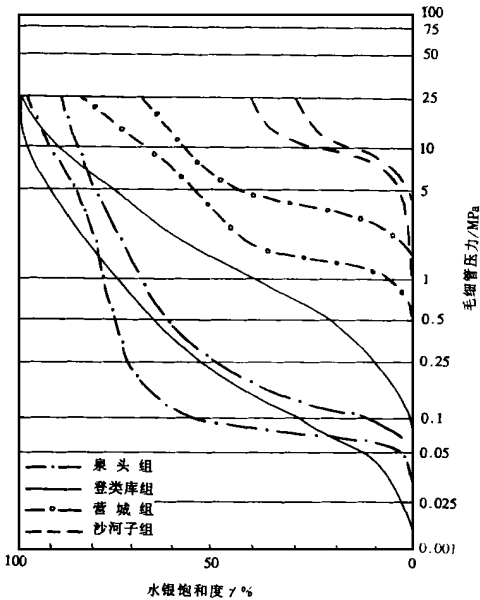


图 1 松南 X 井毛细管压力曲线特征

小五家子构造松南 X 井为例(图 1); 泉头组为 I 类曲线, 登娄库组为 II 类曲线, 营城组为 III 类曲线, 沙河子组则为 IV~ V 类曲线。表明储层孔隙结构由浅至深变差, 反映不同时期储层所处沉积环境及所经历的成岩变化程度不同。

1.2 孔喉分布特征

1.2.2 双峰或多峰型

此类储层孔喉分布区间分散,具两个或两个以上孔隙集中分布区间,主峰多出现在 $0.01\sim 0.06\mu\text{m}$ 间(微晶间孔),次峰出现在 $0.08\sim 0.50\mu\text{m}$, $0.60\sim 1.60\mu\text{m}$ 间。反映了储集层储集空间混合多样,镜下观察多具溶蚀孔、粒间孔、微晶间孔及裂隙,它们彼此组合并在各峰大小喉道的穿插配合下组成复杂的孔喉网络。小五家子构造、后五家户构造泉头组一段及以下层位和西丁家构造、老公林子构造泉头组四段以下层位多具该种类型峰。从孔喉分布特征与孔隙度、渗透率的配置关系看,决定十屋断陷储层渗透率的主要是这些次峰。其中 $0.60\sim 1.60\mu\text{m}$ 峰的存在使储层样品孔隙结构成为Ⅱ类,孔隙度 17.9% ,渗透率 $6.13\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ (样品5); $0.08\sim 0.5\mu\text{m}$ 峰的存在使储层样品孔隙结构成为Ⅲ、Ⅳ类,其中样品1孔隙度为 12% 、渗透率为 $4.22\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙结构为Ⅲ类,样品2,3,4孔隙度均小于 10% ,渗透率小于 $1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,孔隙结构为Ⅳ类。

双峰或多峰型曲线都具有 $0.01\sim 0.06\mu\text{m}$ 主峰,即均有微细储集空间——微晶间孔,反映当时水介质条件为一种快速堆积的水动力条件,使得储油气岩石岩屑含量增高及粘土矿物出现。

1.3 不同相带岩石孔隙结构特征

沉积环境不同,岩石的孔隙结构也千差万别^[2]。十屋断陷不同沉积相带储层孔隙结构不同,物性条件也不同,不同孔隙结构储层样品在各相带具有规律性分布,将为预测储油气岩石孔隙结构提供帮助。

1.3.1 河流相

泉头组为洪泛平原相沉积,河流有低弯度曲流河、高弯度曲流河和辫状河3种形式。低弯度曲流河以中、细砂岩孔隙结构好,为Ⅰ_B类,孔隙度 $10.44\%\sim 22\%$,渗透率 $0.21\times 10^{-3}\sim 1.510\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。高弯度曲流河以曲流砂坝中砂岩孔隙结构好,为Ⅰ_A类,孔隙度 $11.3\%\sim 28\%$,渗透率 $28.76\times 10^{-3}\sim 3082.3\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。辫状河以心滩砂砾岩,漫滩细砂岩相孔隙结构好,为Ⅰ_A类,孔隙度 $13.79\%\sim 23\%$,渗透率 $0.56\times 10^{-3}\sim 340.50\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,反映砂岩分选好,孔喉分布均匀。

1.3.2 扇三角洲相

登娄库组、营城组、沙河子组发育有扇三角洲沉积,以扇三角洲河道砂砾岩、中细砂岩及河间粉砂岩相孔隙结构好,为Ⅰ_A、Ⅰ_B类,不同岩石相的平均孔隙度值变化范围为 $9.5\%\sim 25\%$,渗透率变化范围为 $2.07\times 10^{-3}\sim 450\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

1.3.3 水下扇相

营城组、沙河子组发育有水下扇沉积。小五家子构造,后五家户构造位于北部大型水下扇扇中一扇端位置,物性较好。其中以水下河道中、细砂岩、粉砂岩相孔隙结构好,为Ⅰ~Ⅲ类,不同岩石相平均孔隙度值变化范围为 $7.2\%\sim 15.8\%$,平均渗透率变化范围为 $0.2\times 10^{-3}\sim 11.5\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

1.3.4 浅水湖相

发育于泉头组,以砂坝及浅滩粉细砂岩孔隙结构好,其中细砂岩相孔隙结构为Ⅰ_A类,孔隙度 $12.95\%\sim 22.85\%$,渗透率 $0.97\times 10^{-3}\sim 35.82\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$,粉砂岩相孔隙结构为Ⅱ类,孔隙度 $15.78\%\sim 17.85\%$,渗透率 $0.82\times 10^{-3}\sim 10.46\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 。

表 2 十屋断陷各相带物性特征表

相带岩石相			孔隙度/%			渗透率/10 ⁻³ μm ²			孔隙结构类别
			最低	最高	均值	最低	最高	均值	
河流相	低弯曲度曲流河	细中砂	10.44	22.00	18.37	0.21	1510.00	4.71	I _B
	辫状河	砂砾岩	13.79	23.00	15.79	0.56	340.50	171.57	I _A
	高弯曲度曲流河	粉砂岩	6.30	15.60	12.00	0.12	15.40	4.20	III
		细砂岩	8.30	13.60	10.46	0.25	16.10	5.40	III
		中砂岩	11.30	28.00	22.00	28.76	3082.30	1510.00	I _A
		中粗砂	4.50	8.30	6.30	0.13	0.19	0.17	III
		泥砾岩	1.91	1.91	1.91	0.22	0.22	0.22	IV
扇三角洲相	泥质粉砂	1.20	5.40	3.40	0.19	0.26	0.23	IV	
	粉砂岩	23.73	25.44	25.00	201.00	825.00	450.00	I _A	
	细砂岩	21.61	24.98	23.20	67.00	191.16	129.00	I _A	
	中砂岩	6.20	18.30	12.62	0.15	105.40	2.49	I _B	
	含砾粗砂	3.40	13.40	10.44	0.11	15.40	2.07	III	
	砂砾岩	7.95	11.85	9.50	0.65	99.10	45.00	I _B	
水下扇相	滑塌沉积	泥质粉砂	2.20	2.20	2.20	0.05	0.05	0.05	V
	水下扇相	粉砂岩	5.69	11.07	7.00	0.03	3.50	1.10	II
		细砂岩	10.11	10.99	10.50	0.12	0.36	0.25	III
		细中砂	14.80	17.20	15.80	8.00	14.47	11.50	I _B
		中砂	3.43	12.75	7.20	0.03	5.28	0.20	III
		含砾细中	7.75	12.90	9.00	0.42	1.34	0187	
	含砾粗砂	4108	6199	6100	0108	0132	0125		
	砂砾岩	1122	3115	2110	0112	0103	0107		
浅水湖相	泥粉砂	6180	13110	11100	0101	0114	0105		
	粉砂岩	15178	17185	16150	0182	10146	3120		
	粉细砂岩	8144	12195	9180	0114	0197	0152		
	细砂岩	21144	22185	22115	33128	35182	34155	A	

在各不同沉积相带中,可以看出浅层泉头组孔隙结构优于深层登娄库组及营城组、沙河子组。浅层泉头组河流相河道以中、细砂岩,漫滩粉、细砂岩及浅水湖相浅滩、砂坝沉积细砂岩相孔隙结构好,为Ⅲ~Ⅰ类。深层扇三角洲沉积(艾家窝堡构造,老公林子构造)、水下扇沉积(小五家子构造、后五家户构造)以其水下河道中细砂岩相孔隙结构类型好,为Ⅲ~Ⅰ类(表 2)。

2 孔隙结构参数的应用

2.1 有效储层孔隙度下限值

我们用平均毛细管压力曲线扣除法求取孔隙度下限值方法,对资料较多的几口井求得孔

隙度下限值(表 3)。可以看出,孔隙度下限值是一个随油(气)柱高度增加而减少的量。在考虑了地层温度、压力、气水性质诸因素后,能否具有一定的连续油气柱高是影响区内储层有效性的一个重要方面。

表 3 不同油柱、气柱高度下各井含油、气孔隙度下限值										+
各井孔隙度下限值	油水底界面以上高度/m							气水底界面以上高度/m		
	20	30	50	80	130	200	260	30	88	220 m
SN17 井	81.9	71.8	71.2	61.5	51.6	41.5	41.0	101.0	31.8	21.5
SN18 井	101.5	91.0	71.7	71.5	61.0	31.8	31.0	101.1	31.8	21.6
SN10 井	141.2	131.5	121.4	111.9	101.5	91.5	91.1	111.0	81.0	41.5
SN12 井	101.0	71.4	61.9	61.4	51.5	31.5	21.9	51.7	31.4	21.8

小五家子油气田(SN17 井)所要求的孔隙度下限值低,80 m 油柱高度的下限值为 61.5% (含气下限为 31.8%),所提供的有效储集空间大。皮家窝堡构造(SN10 井)则要求达到 111.9% (含气下限为 8%),这样皮家窝堡构造有效的孔隙度就很小,提供的储集空间所剩无几。相同气柱高度下艾家窝堡、老公林子含油气构造含油气所需孔隙度下限值最低,30 m 气柱高度的孔隙度下限值为 51.7%,因此在构造演化及构造发展同步时,烃气将优先聚集于艾家窝堡、老公林子构造,为有利含气带。

212 有效储层喉道半径下限值

21211 产油所需最小喉道下限值

根据本区油藏(或含油气构造)的闭合高度值及同一油藏内不同闭合高度确定油柱高度,并根据地下油水界面张力诺模图版确定地下油水界面张力,进而确定区内不同油藏(构造)不同油柱高度下产油所需喉道下限值(表 4)。

表 4 十屋断陷各含油气构造产油所需喉道下限值表				
层位	小五家子构造	西丁家-皮家窝堡构造	艾家-老公林子构造	后五家户构造
泉头组	0114	0128	0145	0155
登娄库组	0124	0126	0131	)
营城组-沙河子组	0126	)	)	)

单位为 Lm

小五家子含油气构造产油喉道下限最低,西丁家-皮家窝堡构造稍好,其他含油气构造产油所需喉道下限值高。纵向上,除东部小五家子构造外其他地区深层登娄库组储层产油喉道下限在西丁家-皮家窝堡构造出现低值,低于浅层泉头组样品,使得油气运移通道大于泉头组储层。所以在这些构造中找油,应以登娄库组为对象。

21212 产气所需最小喉道下限值

产气所需喉道下限值较产油喉道下限值小,当气柱高度为 30 m、50 m 时,产气所需喉道下限值为 0123 Lm 和 0114 Lm,气柱高度超过 50 m 时,最小喉道半径小于 011 Lm,小于束缚水膜厚度值,因此,喉道下限值以 011 Lm 为准(该区普遍存在这种束缚水膜)。

从各含油气构造所提供的圈闭幅度看均超过 50 m,使其产气(或气发生二次运移)所需最小喉道半径成为 011 Lm,所提供的运移通道及储集空间相当充分,在气源充足及良好的封盖

条件下烃气发生运移及聚集成藏将占据优势^[3]。

213 储油气空间的确定

根据毛细管压力曲线、孔喉分布频率曲线及所确定的最小喉道半径值, 计算出各类孔隙结构储层可含油气孔隙体积如表 5 所示。

表 5 十屋断陷各类孔隙结构储层可含油气孔隙体积统计表

孔隙结构类型	小 五 家 子 地 区		断 陷 区 及 南 部 区	
	含油气孔隙体积	含束缚水体积	含油气孔隙体积	含束缚水体积
Ⅲ	> 75	< 25	> 65	< 35
	60~ 75	20~ 35	50~ 65	35~ 50
	50~ 65	35~ 45	30~ 50	50~ 65
	20~ 50	45~ 75	10~ 30	65~ 85
	< 20	> 80	< 10	> 85

其中小五家子区喉道下限值取 0114 Lm, 断陷区及南部喉道下限值取 0125 Lm。可以看出, 小五家子地区为Ⅲ~ Ⅳ类, 断陷区及南部区为Ⅲ~ Ⅳ类, 孔隙结构储层可含油气孔隙体积大于 50%, 束缚水孔隙体积小于 50%, 有利于油气聚集。

214 油水过渡带厚度

根据油气藏内流体静力学平衡原理计算的区内 9 口井样品油水过渡带厚度和临界油柱高度(表 6) 可以看出, 临界油柱高度、油水过渡带厚度和孔隙结构有关, Ⅲ类样品临界油柱高

表 6 十屋断陷各井油层油-水过渡带厚度表

井号	层 位	深度/m	过渡带厚/m	临界油柱高度/m	孔隙结构类别
SN 17	营城组	1 7601.3	> 2731.0	1421.5~ 2851.0	B
	沙河子组	2 0071.2	211.1~ 221.3	111.1	
	沙河子组	2 4571.7	> 8551.0	1521.3	
SN 18	泉二段	5281.5	31.5~ 51.8	21.5~ 31.9	A
	营城组	1 6301.9	201.0~ 511.4	101.0~ 221.9	
	沙河子组	1 8971.5	> 8551.0	2061.7~ 2191.5	
SN 15	泉一段	7421.7	8291.3	1821.6	
	泉一段	7431.7	1001.6~ 1861.3	141.2~ 321.0	
SN 14	营城组	1 6191.5	221.3~ 301.8	31.4~ 61.8	A
	沙河子组	1 6821.8	291.8~ 831.2	71.1~ 221.2	
SN 13	泉二段	6341.5	121.8~ 481.4	31.7~ 51.5	B
	泉二段	6361.3	1091.7	451.9	
SN 12	泉一段	1 6911.2	981.1	451.7	
	泉一段	1 9471.9	131.4	21.4	
SN 7	泉三段	9571.4	4151.3	1911.4	
	泉二段	1 4341.4	2731.7	771.7	
	泉一段	1 5751.4	1661.0	261.3	
SN 10	登娄库组	1 7271.7	311.7	81.9	B
	登娄库组	2 0081.3	> 8551.0	991.0	
SN 11	泉一段	1 7391.4	161.6	41.3	A

度小于 30 m, 油水过渡带厚度小于 100 m; Ⅲ类样品临界油柱高度 30~ 75 m, 油水过渡带厚度 80~ 180 m; Ⅳ、Ⅴ类样品临界油柱高度大于 70 m, 油水过渡带厚度大于 170 m。孔隙结构愈

差,所要求的临界油柱高度,油水过渡带厚度就愈高。

小五家子构造如果构造闭合度以 150 m 计,那么 $\hat{0}$ 类以上孔隙结构储层都可产油或油水同产, 类孔隙结构以上样品可产纯油。

其他含油气构造(构造幅度 50~ 100 m) 、 $\hat{0}$ 类孔隙结构储层可产纯油, 类的部分样品可油水同产, 、 $\hat{0}$ 类储层为非储层。

3 结论

(1) 根据储集岩的毛细管压力曲线和孔喉分布特征可划分为 $\hat{0}$ 种孔隙结构类型。泉头组为 $\hat{N}$ 、 $\hat{0}$ 类,登娄库组为 $\hat{0}$ 、 $\hat{0}$ 类,部分 $\hat{0}$ 类,营城组为 $\hat{0}$ 类,部分 $\hat{0}$ 、 $\hat{0}$ 类,沙河子组为 $\hat{0}$ 、 $\hat{0}$ 类、部分 $\hat{0}$ 类。

(2) 孔喉分布频率曲线有两种基本类型:单峰型,双峰或多峰型。单峰型峰位区间处于1~ 10 Lm,多集中分布于泉头组储层中。双峰或多峰型孔喉分布曲线主峰主要出现在 0101~ 01003 Lm,次峰出现在 0108~ 015 Lm、016~ 116 Lm 间,后五家户构造泉头组一段以下层位及西丁家、老公林子构造泉头组四段以下层位多见该种类型峰。

(3) 不同相带孔隙结构特征不同。泉头组河流相河道中、细砂岩,漫滩粉细砂岩相及浅水湖浅滩、砂坝沉积细砂岩相孔隙结构好,为 $\hat{N}$ ~ 类;深层扇三角洲沉积(艾家窝堡、老公林子构造)、水下扇沉积(小五家子构造、后五家户构造)及水下河道中细砂岩相孔隙结构为 $\hat{N}$ ~ 类。

(4) 相同的油柱、气柱高度下,小五家子构造含油含气所需孔隙度下限值最低,所提供的储集空间较大,有利于油和气的聚集。

(5) 艾家窝堡、西丁家-皮家窝堡构造产油所需最小喉道半径以登娄库组最小,在气源条件具备下,烃气发生运移及聚集成藏将占据优势,应以找气为主。

(6) 临界油柱高度、油水过渡带厚度和孔隙结构有关,孔隙结构愈差,临界油柱高度、油水过渡带厚度就愈高。小五家子构造 $\hat{0}$ 类以上孔隙结构储层可产油或油水同产, 类以上孔隙结构储层可产纯油,其他含油气构造 $\hat{N}$ ~ 类孔隙结构储层可产纯油, 类孔隙结构储层部分可油水同产, 、 $\hat{0}$ 类孔隙结构储层在这些地区是无效的。

参 考 文 献

1 莫尼卡德 R P1 测定储集岩性质的岩芯分析1 薛维钧译1 北京:石油工业出版社,1987158~ 78
2 郑浚茂,王德发,庞明,等1 华北地区石炭-二叠系储集层孔隙结构与孔隙演化1 见:地矿部石油地质研究所1 石油与天然气地质文集1 北京:地质出版社,19881101~ 111
3 曲志浩1 最小含油喉道半径在油藏评价中的应用1 石油学报,1984,(4):12~ 17

RESERVOIR PORE STRUCTURES AND ITS APPLICATION
TO OIL POOLS ESSESSMENT IN SHIWU FAULTED-
DEPRESSION , SOUTH SONGLIAO

of velocity sensitivity and alkali sensitivity suggest that the critical velocity of formation water is better to be 110 ml/min; the critical pH value of operating fluid is better to be 10. The long-term static analysis of reservoir rock and mud percolate shows that none of new substance appears.

(上接第 336 页)

Zhu Luzhong Zhao Xiumei

(*Research Institute of Petroleum Exploration and Development,
Northeast Bureau of Petroleum Geology, Jilin, Changchun*)

Wang Guangyun

(*Research Institute of Petroleum Exploration and Development,
Daqing Petroleum Administration, Daqing, Heilongjiang*)

Liu Jian

(*Research Institute of petroleum Exploration, CNSPC, Jingzhou, Hubei*)

Abstract

The pore structures of reservoirs in Shiwu faulted depression, south Songliao Basin could be divided into five types according to capillary pressure curves. Different facies zones may have different pore structures. The pore structure of fine sandstone in river channel, flood plain, shallow lake and sand bar facies zones are the best and belong to type-I and type-II; those of deep fan delta, subaqueous fan sandrocks are better and belong to type-III types. In oil pool assessment, the poorer the pore structures are, the higher the critical oil column and the thicker the oil-water transitional zone would be. Under the same oil column, Xiaowujiazi structure is more favourable for oil and gas accumulation, and the Dengluku Formation in Aijiawobu, Xidingjia-Pijiawobu is more favourable for searching gas.