

克拉玛依油田二迭系巨厚砾岩储集层

刘 敬 奎

(新疆石油管理局)

摘 要

本文运用综合研究的方法,通过对八区乌尔禾组油藏的分析,探讨了这类特低渗透性储集层的物性和含油性受沉积相、储层结构、成岩压实、成岩后生变化等影响。冲积——洪积扇沉积相类、相带及构造因素控制了油气分布的格局;储层的复模态结构使物性参数变差;成岩压实、后生变化使剖面和平面上具有了自生矿物的分段性及分带性,从而形成了小容量特低渗透性细喉道以次生孔隙为主的双孔隙度储集层。利用常规物性、特殊物性、试井资料等综合参数及其等值图对储层进行了分段分带相对评价,并结合开发试验分析,探讨了开采这类油田的途径。

引 言

克拉玛依八区上二迭统下乌尔禾组油田,位于准噶尔盆地西北缘的克——乌大逆掩断裂带下盘单斜带。西界为202古隆起所限,南临玛湖凹陷,是一个受由克——乌断裂与202、256断裂形成的入字形断裂控制的单斜构造油藏。倾向南东,倾角 3° — 14° ,平均埋藏深度2900米,是一套水下冲积扇——山麓洪积相混合型的砾岩储集层,沉积厚度111—815米,自下而上分 U_1^1 — U_1^7 等七个层段,逐层超覆在石炭——二迭系安山岩之上。平均有效厚度58米,有效孔隙度9%,有效渗透率2.15毫达西,主要油层为 U_1^1 、 U_1^4 、 U_1^5 ,次要油层为 U_1^2 、 U_1^3 ,地层压力348.5大气压,饱和压力296大气压,原始油气比 $158\text{米}^3/\text{米}^3$,地层温度 67°C ,地层原油粘度低,平均0.7厘泊。油田水矿化度30克/升,水型属 CaCl_2 、 NaHCO_3 或 Na_2SO_4 型(见表1)。

较差的沉积相类、巨大的成岩压实作用、复杂的储层模态结构及较深的成岩后生变化,形成了以次生孔隙为主的细喉道、低孔隙度、特低渗透性双重介质的砾岩储集特征。

表 1 油 藏 及 流 体 性 质 数 据 表

内 容	项 目	指 标	内 容	项 目	指 标
油 藏 情 况	构造	单斜	原 油 性 质	地层原油密度	0.699克/厘米 ³
	地层倾角	3° — 4°		地下粘度	0.7厘泊
	沉积厚度	110—815米		地面原油比重	0.842
	主要油层	U_1^1 、 U_1^4 、 U_1^5		地面原油粘度	45厘泊
	埋藏深度	2300—3500米		含蜡量	8.33%
	油藏类型	构造、岩性		胶质	18.6%
	驱动方式	溶解气驱		凝固点	15.8°C

续表

内 容	项 目	指 标	内 容	项 目	指 标
油 藏 情 况	岩性	不等粒小砾岩	天 然 气 性 质	气体比重	0.7334
	基质空气渗透率	0.9毫达西		甲烷含量	82.33%
	有效渗透率	2.15毫达西		乙烷丙烷含量	11%
	有效孔隙度	9%		重烃	2—3%
	有效厚度	83.2米	油 田 水 性 质	总矿化度	18—49克/升
	含油面积	44平方公里		氯离子	15—25克/升
	地质储量	0.85亿吨		水 型	CaCl_2
	原始压力	348.5大气压			NaHCO_3
	饱和压力	296大气压			Na_2SO_4
	原始油气比	$158\text{m}^3/\text{m}^3$			
	油层温度	67℃			

沉积特征及对油气分布的控制

1. 冲积——洪积复合沉积相类

下乌尔禾组 (U_1) 是一个水下冲积扇——山麓洪积扇组成的复合体。

(1) 下亚组 ($U_1^1-U_1^3$) 为水下冲积扇：海西运动中晚期202隆起的东北坡开始沉降，湖盆扩展，在断陷盆地的斜坡带上沉积了一套以砾岩为主的水下冲积相碎屑岩，砾石含量为80%，颜色以灰绿色为主，砾石颗粒分选不佳，磨圆度由次棱角——次圆状，由西部的扇顶到东部的扇中岩性变细、圆度变好；

(2) 中亚组 ($U_1^4-U_1^5$) 为冲积——洪积扇复合体：此时湖盆水体开始收缩，扇体向湖盆方面推进，沉积了一套褐红、灰绿杂色的粗碎屑岩类，扇顶部分在水上，扇中部分在水下，砾石含量占90—95%以上，砾石的颗粒大小混杂，磨圆度以次棱角——尖棱角为主；

(3) 上亚组 ($U_1^6-U_1^7$) 属山麓洪积相沉积：由于气候向干热环境转化，湖盆水体已全部退出八区范围，沉积了一套以褐色为主的山麓洪积相砾岩，分选极差，颗粒磨圆度以尖棱角状为主，泥质含量很高。

从总体上看，三个亚组形成一个下细上粗的反韵律大旋回，其中又包括各亚组形成的下粗上细的正韵律组合。剖面上砾岩体呈楔形叠合，自下而上由小变大；平面上砾岩体呈扇形展布，从扇端到扇缘沉积物由粗变细，分选由差变为较差。多物源、多水系、坡降大、物源近、快速堆集的特点，使陆源碎屑成分极为复杂多变，剖面上从下到上，由中酸性火成岩碎屑为主过渡到以中、酸性火成岩块与沉积岩块混合型，上亚组则以沉积岩块与火山碎屑为主（表2、图1）。

表 2

碎岩岩矿成分及成岩后生作用分带

层 段	碎屑颗粒岩石成分 (%)				主要矿物 (%)		胶结成分及其含量 (%)				成岩后生 作用分带	孔隙 组合 评价
	中性岩 10 20 30	酸性岩 10 20 30	喷发岩屑 10 20 30	砂泥岩 20 40 60	长石 20 30	石英 5 10	沸石 5	泥质 10	碳酸岩 5	合计 10 20		
U ₁ ¹⁺²											风化壳铁质 胶结带	3
U ₁ ¹												3 + 2
U ₁ ¹											方沸石 一方解石带	2 + 1
U ₁ ¹											方、片沸石 一方解石带	2
U ₁ ¹											方、片、杆 沸石方解石带	1 + 2
U ₁ ¹												2
U ₁ ¹											叶绿石 —微裂隙带	2
平均 (%)	16	14	16	29	19	6	4.7	9.3	5.9	19.9		

检乌 3

采饱和度 有效孔隙度 计算渗透率

8650

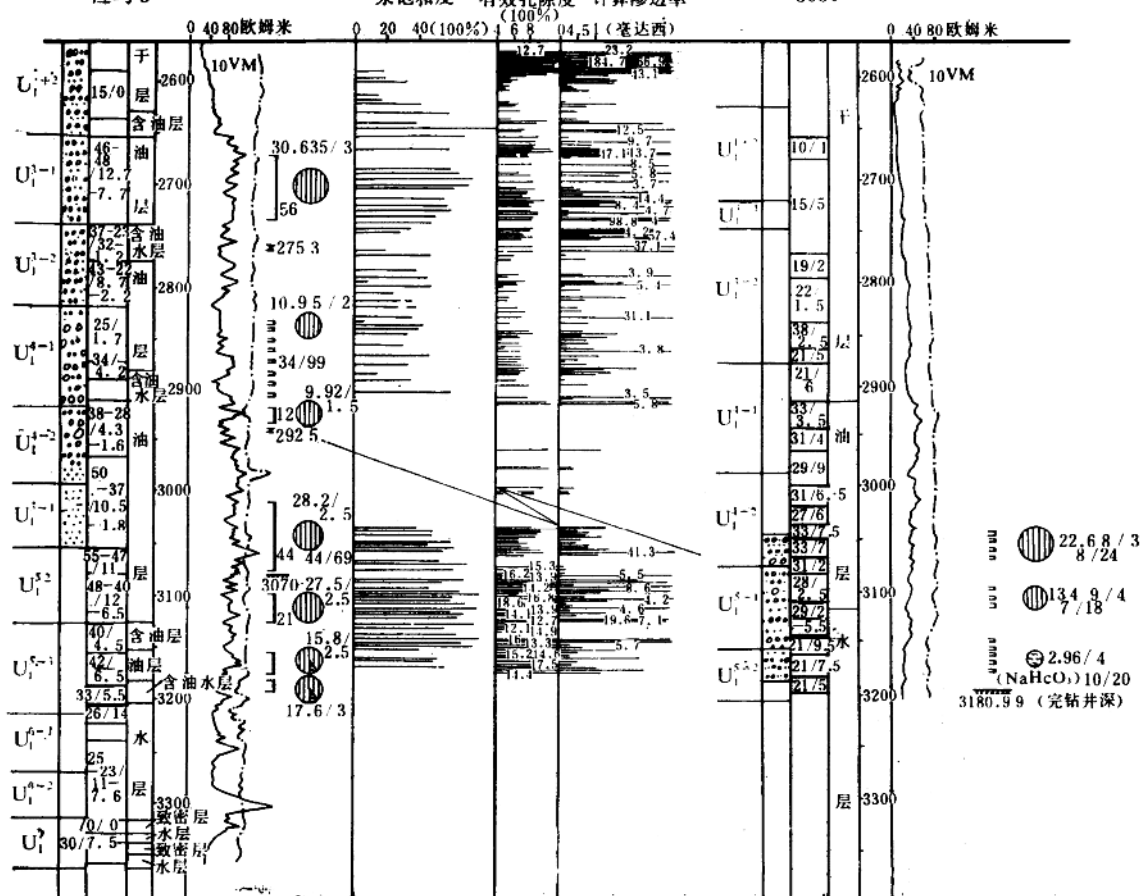


图 1 检乌 3 井 8650 井油层综合柱状对比图

2. 沉积相类、相带对油水分布的控制作用

(1) 沉积相类是控制剖面油水分布的重要因素：下亚组冲积相向东南方向过渡到入湖三角洲相，与玛湖生油凹陷相连，储层底部与安山岩呈不整合接触，储集性能较好，油气运移畅通。但因所处构造位置低，下部 ($U_1^1-U_1^2$) 为油水同层，上部 (U_1^3) 一般为油层；中亚组冲积——洪积过渡相，储集性能一般，与油源相通，为含油层；上亚组山麓洪积扇已脱离生油凹陷，且暴露地表长期风化，泥质含量高，储集性能差，除个别地区 U_1^4 含油外，一般为本油藏的盖层 (表3、图2)。

表 3 U_1 组不同相类岩性物性特征

项 目 数 值 沉积相类	石英砂屑含量 %	胶结物含量 %	有效孔隙度 %		
			不等粒中粗砾岩	小砾岩	砾状砂岩
水下冲积扇	4.7	17.6	9.4	11.1	10.9
冲积—洪积扇	5.3	19.8	8.8	9.6	10.6

(2) 沉积相带是控制平面上油水分布的重要因素：各亚组在平面上的含油分布受各相带的控制比较明显，较好的储油层一般都分布在每个亚组的扇中部位，扇中部位一般泥质含量较低，骨架颗粒分选稍好，具有一定的储集性能和渗透性能，对油气的运移和聚集有利。如下亚组 U_1^1 段油层分布在油田北部至克——乌断裂带附近冲积扇中部位，中亚组 $U_1^4-U_1^5$ 段油层分布在油田中部偏南的洪积扇中部位；扇顶部位，由于泥质含量高，颗粒分选很差，物性参数低，一般含油性很差；扇缘部位骨架颗粒变细，泥质含量增高，喉道半径变细，一般为油水过渡带 (表4)。

表 4 U_1 组不同相带物性参数

相 带	孔隙度 %	气测渗透率 md	毛管压力曲线参数			
			阈压 atm	喉道半径 μ	汞饱和度 %	分选系数
扇顶	7.7	2.2	31.7	0.059	60.4	2.52
扇中	9.5	3.5	10.7	0.074	61.7	2.58
扇缘	9.1	2.5	25.4	0.054	59.3	2.99

砾岩储层复模态结构特征

根据洪积——冲积相砾岩储层特点，我们提出了复模态结构的概念。它较之克拉克 (CLARK, R. H) 定义的双模态砾岩储层结构更为复杂，常规和特殊物性参数变差。

1. 复模态结构的模式

在以砾石为骨架形成的孔隙中，部分或全部地为砂粒所充填，而在砂粒组成的孔隙中，又部分地为粘土颗粒所充填。我们把这种三元结构称为复模态结构 (图版 I 12)。

2. 复模态结构的特点

(1) 碎屑岩成熟度低：石英的含量很低，仅占6%，长石含量19%，以砂、泥岩碎屑

(29%)、中性岩块(16%)、酸性岩块(14%)为主,形成混杂砾岩,剖面上由下到上砂、泥岩碎屑含量增加,其余类型的岩矿成分的含量则逐渐减少(见表2)。

(2) 粒度分布区间宽,具有多种岩性,分选极差:粒度区间从260~<0.01mm,岩性以小砾岩(53%)和不等粒巨粗砾岩(28%)为主,其次为砾状砂岩与泥质砾岩,中、细砂岩及泥岩仅占4%,碎屑颗粒大小混杂,分选极差,无泥岩隔层,具递变层理。

(3) 碎屑颗粒磨圆度差:构成岩石骨架颗粒圆度为尖棱角至次圆状。颗粒之间一般沿彼此的平面或切面方向接触,甚至形成镶嵌接触(图版I 1)。

(4) 胶结成分复杂,胶结方式多变,胶结物含量很高:胶结成分有泥质(蒙脱石、蒙脱石——伊利石、绿泥石等占9.3%)、碳酸盐(5.9%)和方沸石(4.7%),平均占岩矿组分的19.9%。胶结方式以孔隙式胶结为主,分布产状薄膜式、桥塞式、充填式皆备,对孔隙的大小和形态影响很大(图版I 7、11、12)。

3. 复模态结构的孔、渗参数

在成岩压实固结而尚未发生成岩后生作用时,具有复模态结构的砾岩储层的有效孔隙度和绝对渗透率,经过数学推导,其表达式分别为:

$$\phi = \phi_c - (1 - \phi_s) \cdot f_s - f_m \quad (1)$$

$$K = \frac{\phi^3 / (1 - \phi)^2}{5 [3(f_m / r_m + f_s / r_s + f_c / r_c)]} \quad (2)$$

用(1)、(2)式作出的特征曲线描绘出孔、渗参数受泥质颗粒大小、含量多少以及砾、砂原始孔隙容量的大小等影响因素而变化的趋势。图3表明,尽管双模态与复模态的砾、砂含量比相同,但由于后者含有一定的泥质,使孔、渗参数大大降低。例如,若其余条件相同,只要后者有5%的胶结物含量,那么其孔、渗值就要比前者的值分别降低2倍和100倍。图4表明,当其他条件相同,而泥质粒径从0.01减少到0.005mm时,复模态结构的砾岩孔、渗值会急剧降低。图5表明,由于砾、砂骨架颗粒形成的孔隙原始容量不同,($\phi_c = \phi_s$, 分别为35%、30%、25%),复模态结构的砾岩孔、渗值随泥质含量的变化值不同。若按 $\phi_c = \phi_s = 35\%$ 这组中上等原始容量的曲线,其胶结物含量为20%(相当于 U_1)所能形成的有效孔隙度约为13%,渗透率为25毫达西。但是,由于较深的成岩后生作用, U_1 组的孔、渗参数比上述值低得多。

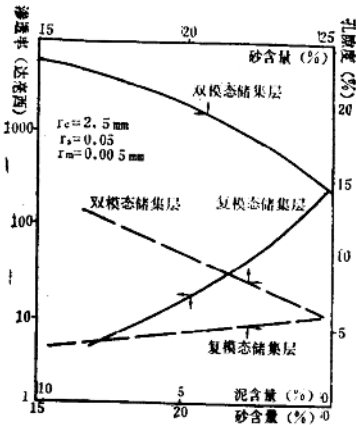


图3 两类模态孔渗随填充质含量变化趋势

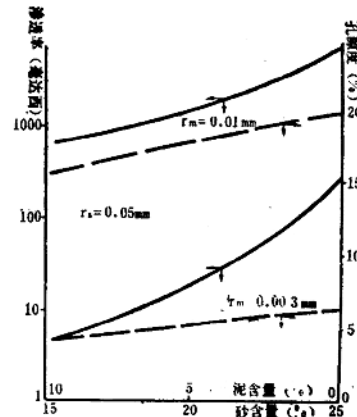


图4 复模态结构中泥质半径不同时孔渗变化

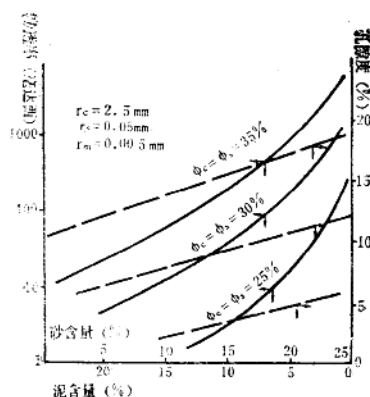


图5 复模态结构中砾砂孔隙度变化对总孔隙度和渗透率的影响

可见,泥质含量的增加对于渗透率影响极大,因为它自身形成的孔隙半径甚小,液体很难渗流,而且也部分地堵塞和缩小了喉道。总之,这种复模态结构特点,决定了 U_1 组具有低的有效孔隙度和渗透率,加之成岩后生变化较深,使储集性能进一步变差。

成岩后生变化对储层性质的影响

U_1 组地史年代久远、成分结构复杂、油田水型多变、埋藏深度很深等因素的综合影响,成岩后期经历了复杂地变化。根据4600个岩矿薄片、199个岩样压汞试验、91个铸模薄片及部分电镜扫描鉴定,结合地质资料加以分析(表5)。

1. 陆源碎屑成岩压实严重后生变化较深

(1) 成岩压实严重:由于砾岩中含有29%的砂、泥岩屑和16%的以凝灰质为主的火山碎屑,抗压强度差,破裂压力系数低(0.11atm/m),在高达450大气压的上覆岩层的压力下,因骨架颗粒变形而形成了一些镶嵌结构(图版I1),使孔喉半径缩小,损失了一定的孔隙空间,与油田上覆地层相比,孔、渗参数变差(图6)。

(2) 某些碎屑颗粒表面绿泥石化,减弱了颗粒的力学强度,增加了胶结成分、含量:砾岩中的中性喷发物、泥岩碎屑、长石等表面的绿泥石化非常普遍,并析出铁质(图版I5、图版II14、图版III33)。绿泥石化使 $U_1^1 + U_1^2$ 形成了风化壳泥质铁质胶结带,成为盖层,在 U_1^1 形成叶绿泥石带,使微孔隙增加。

(3) 火山喷发物质中脱玻化、硅化作用,形成了一定的晶间孔隙,并为某些自生矿物析出准备了条件(图版III33)。

(4) 淋滤及压溶作用使陆源碎屑溶蚀、破裂:在压溶作用下,碎屑产生部分粒内溶孔、颗粒间胶结物被溶蚀产生粒间溶孔及贯穿颗粒和胶结物的压溶缝等,产生了一套次生孔隙体系(图版III)。

2. 成岩后期自生矿物析出多,使孔隙结构变得复杂

(1) 一期微晶方解石:成岩后碱性介质中的 $CaCO_3$ 交代基,充填于孔隙及一期水平裂隙内(III30),降低了储集性能。

(2) 蛋白石:在酸性介质条件下,微晶方解石被部分溶蚀, $SiO_2 \cdot nH_2O$ 析出充填于孔隙及

表 5

油田砾岩储层各成岩阶段岩矿及孔隙类型演化

岩 矿 演 变		成 岩 阶 段		
		早 期	晚 期	后生期
陆 源 碎 屑 岩 成 岩 后 生 变 化	上复地层压实作用	——	——	
	火山碎屑脱玻化	——	——	
	水云母化	——	——	
	铁染—泥化	——	——	
	泥质—绿泥石	——	——	
	绿泥石—泥质	——	——	
	部分颗粒局部压溶嵌合			——
	颗粒破碎			——
	长石淋滤土化			——
油 气 运 移 前 期 自 生 矿 物 析 出	一期微晶方解石	...	——	
	蛋白石	...	——	
	石英次生加大		——	
	方沸石		——	——
	片沸石			——
	杆沸石		..	——
	嵌晶连晶方解石		.	——
	叶绿泥石		..	——
后 期 自 生 矿 物 析 出	石膏			——
	重晶石			——
	黄铁矿			——
	固体沥青			——
孔 隙 类 型 消 长	原生孔隙大部分被充填		——	——
	一期裂隙大部分被充填		——	——
	产生粒间溶孔		——	——
	产生晶间溶孔及晶间孔		——	——
	产生晶内溶孔及粒内溶孔		——	——
	二期构造裂隙产生			——

裂隙中(Ⅲ30、33)。

(3) 石英颗粒次生加大: 蛋白石脱水后, 以充填于骨架颗粒之间的石英晶屑为核心次生加大, 形成自形晶或半自形晶, 充填于孔隙中(Ⅱ2、12)。

(4) 沸石: 有方沸石、片沸石、杆沸石等, 系含水的钙和钠的硅酸盐, 由各类长石在孔隙中析出, 凝灰质中的长石在高盐度水介质中亦可分解形成沸石。既充填了部分原生孔隙, 又产生了大量晶间孔及溶模孔。析出的次序为方沸石、片沸石、杆沸石, 并形成了 U_1^1 、 U_1^2 、 U_1^3 等三个不同的沸石带、随着沸石含量的增加有效孔隙度变大(表6、Ⅰ3、Ⅱ13、16、19、21、23、24、Ⅲ31、32、图7)。

(5) 二期嵌晶、连晶方解石: 在成岩后期碱性水介质中, SiO_2 被溶解, 嵌晶或连晶方解石析出, 形成部分晶间孔及溶蚀孔(Ⅰ7、8、Ⅱ17、24)。

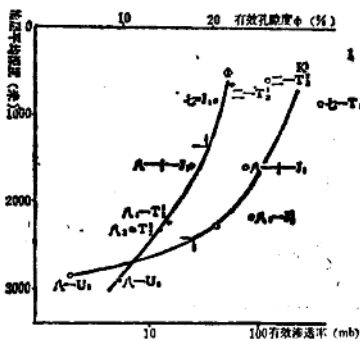


图6 七—十区储集层孔渗参数随埋藏深度变化情况

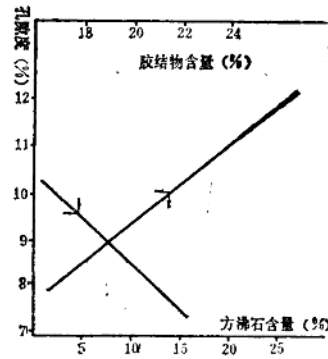


图7 方沸石胶结物含量与孔隙度关系曲线

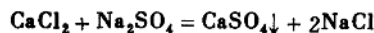
表6 各层段的沉积相类、自生矿物分带及物性参数

层段	沉积相类	自生矿物分类	胶结物含量 (%)	孔隙度	毛管压力曲线特征参数				
					平均喉道半径 μ	喉道均匀系数	进汞率 %	退汞率 %	退汞效率 %
U_1^{1+2}	山麓洪积相	泥质铁质胶结带	22.3	6.8	0.051	>3.17	60.2—32.5	13.2	21.9
U_1^2	洪积—冲积相	方解石—方沸石带	19.8	8.1	0.061	3.17	59.1	17	29
U_1^3	冲积—洪积相	方解石—方、片沸石带	19.8	8.2	0.046	2.63	58	14	23.1
U_1^2	水下冲积相	方解石—方、片、杆沸石带	17.6	9.8	0.096	2.4	70.6	27.4	30.7
U_1^3	水下冲积相	叶绿泥石带	17.6	9.9	0.063	2.23	58.5	23.5	35.1

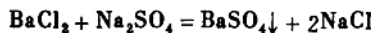
3. 自生矿物的差异析出, 对油藏驱动类型影响很大

油气运移后期, 油气储层中的自生矿物趋于稳定, 不再消长, 但在本区的油水过渡带, 自生矿物的析出仍在进行。

(1) 石膏及硬石膏: 它晚于沸石类及嵌晶方解石的形成时间, 以溶蚀交代早期胶结物并沿沥青质外围产出, 说明形成于油气运移晚期(Ⅲ18、19)。可能由 $CaCl_2$ 、 Na_2SO_4 水型反应形成:



(2) 重晶石: 充填于孔隙之中, 其形成机制可为(Ⅰ4):



(3) 黄铁矿：呈细脉状、枝状产出，并切割连晶方解石，主要分布于U₁以下，是石油氧化作用产生的还原硫与二价铁反应的产物。

(4) 固体沥青：多充填于沸石晶间孔或绿泥石的微孔隙中，是油气运移后的残余物(Ⅱ16、17、21)。

油气运移后期上述自生矿物析出，使油水过渡带储层的渗透性变差，减弱了油田开发中天然水驱的联系，并使原油粘度增大。

4. 成岩后生作用产生的影响

(1) 成岩后生变化形成的盖层，为油气聚集和保存准备了条件；并使储层的原生孔隙损失了70%，导致孔隙度从13%降为9%，渗透率从25降为2毫达西左右，增加了油藏的开采难度。

(2) 成岩后生变化中形成的自生矿物带及次生孔隙，尤其是沸石带及其晶间孔及溶蚀孔，有助于改善油气的赋存条件。

(3) 由于高的闭合度(800M)、大的油水密度差(0.3)、低的原油粘度(0.7厘泊)，仍能使储层物性差的条件得到一定程度的补偿，形成一定规模的油藏。

(4) 油气运移后期高角度构造裂缝的产生，使油藏具有了双孔隙度及块状油藏的性质，改善了渗透性，使此类特低渗透性油藏具备了工业开采价值。

(5) 油气运移后油水过渡带自生矿物的析出，削弱了天然水驱能量的补给通道的联系，使油藏基本上只具弹性——溶解气驱性质。

孔隙结构及储层评价

经过沉积、压实、成岩固结、后生变化后的油田砾岩储层，其孔隙结构相当复杂，储层评价较差。

1. 孔隙结构复杂

运用电镜扫描、铸体、压汞、岩矿薄片等资料，对储层的孔隙结构进行了研究。储集层具有孔隙类型多、孔喉连通性差、孔喉组合比较复杂等特点

(1) 具有原生、次生孔隙并存，以次生孔隙为主、微裂隙比较发育为特征的六种孔隙类型

1) 粒间孔：砾石骨架颗粒形成的孔隙中部分被砂泥颗粒充填后形成的孔隙，孔径一般为60 μ ，占统计孔隙面积的9%(Ⅲ25)。

2) 杂基微孔：泥岩质点间形成的微孔隙，孔径小于14 μ ，喉径小于0.1 μ ，占7%(Ⅰ5、10)。

3) 溶蚀孔，是储层主要孔隙类型，占49%。又分：砾间溶孔——由砾石间的充填物被溶蚀而形成不规则的孔隙，孔径200—70 μ ；晶间溶孔——由沸石或方解石晶体被溶蚀形成的孔隙；砾内容孔及溶模孔——沸石或长石晶体内部被溶蚀成残壳或残骸，呈星点状、泡沫状分布，比杂基微孔稍大(Ⅰ3、8、Ⅲ29、30、31)。

4) 晶间孔：为沸石、方解石晶体间形成的孔隙，呈多角状，一般为14 μ ，占20%(Ⅰ3、4、7、Ⅱ21、22)。

5) 交代孔：连晶方解石交代沸石或方沸石交代叶绿泥石形成交代孔，孔径不均匀，一般小于24 μ ，占13%(Ⅱ23、24)。

6) 微裂缝: 又分构造缝及压溶缝, 占统计孔隙面积的2%; 构造缝一般长5—0.6mm, 宽70—30 μ , 切穿颗粒而过, 缝直; 压溶缝较窄, 一般宽15 μ , 亦可穿碎屑而过, 较弯曲(I 9、III 26、30、33)。

(2) 喉道特征参数差

1) 喉道半径很小, 大小极不均匀: 喉道半径均值仅0.06 μ , 喉径大小极不均匀, 分选系数大, 平均为2.6, 偏细态双峰低峰值分布为主(图8、9)。

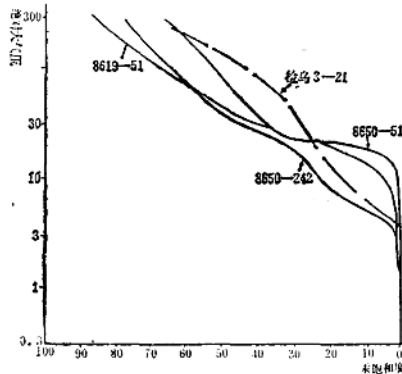


图8 八区U1组毛管压力曲线

2) 孔喉比大, 孔喉配位数低: 利用铸体薄片统计的孔喉配位数仅2.3, 运用H.H.yuan提出的公式计算值为2.9, 均趋于最差的下限值; 运用铸体薄片和压汞资料计算的平均孔喉比为317。如此大的孔喉比和低的配位数, 在油田开发中会出现能量损耗严重和开采难度大的情况。

3) 注采率和退采率低: 平均注采率仅为61.6% (300大气压), 退采率和退采效率也很低, 分别为19%、28%。反映了储集和渗滤性能很差的特点。

(3) 具有四种孔隙组合类型, 各类毛管压力曲线特征差别显著

1) 砾间孔喉组合: 发育在自生矿物析出少的层段, 孔隙度较大, 喉道半径均值中等, 孔隙分布较均匀, 进汞率高, 孔喉频率曲线为单峰, 为I类孔喉组合。

2) 晶间溶孔—晶内溶孔组合: 发育在沸石含量高溶蚀作用强的层段, 孔隙度和喉道半径较大, 阈压值低而分选系数大, 具双峰型频率曲线, 进汞率较高, 为II类孔喉组合。

3) 粒间溶孔——缝——晶间溶孔组合: 发育在自生矿物析出多而溶蚀作用中等的层段, 孔隙度和喉道半径均值低, 分选系数大具双峰型频率曲线, 由于有微缝存在, 阈压较低而进汞率低。为III类孔喉组合。

4) 晶间孔——晶内溶孔组合: 发育在自生矿物多而溶蚀作用差的层段, 孔隙度、喉道半径均值低、阈压高而进汞率较低, 为III2类孔喉组合(表7)。

表7

孔喉组合分类对比

对比项目 孔喉组合类型	样号 井号	层 段	孔隙度 %	渗透率 md	毛管曲线特征参数				
					阈压 atm	喉道半径均值 μ	分选系数	进汞率 %	峰型
I 砾间孔—喉	51 8619	U ₁ ⁵	15.5	0.3	9.2	0.13	1.96	83.7	单峰
II 晶间溶孔—晶内溶孔	242 8650	U ₁ ⁵	14.1	0.57	6.2	0.17	2.9	77	双峰
III ₁ 粒间溶孔—缝—晶间溶孔	21 J _{W3}	U ₁ ³	9.14	0.55	4.2	0.09	2.9	65.9	双峰
III ₂ 晶间孔—晶内溶孔	51 8650	U ₁ ⁴	10.8	0.11	17	0.08	2.5	69.2	双峰

2. 储层裂缝识别及其双孔隙度特征

油田地处克——乌大逆掩断裂前缘带, 自海西运动末期, 曾经历过多次构造运动, 产生了多期构造裂缝, 但油气运移先期的低角度裂缝多被充填。202、256断裂发生于油气运移之

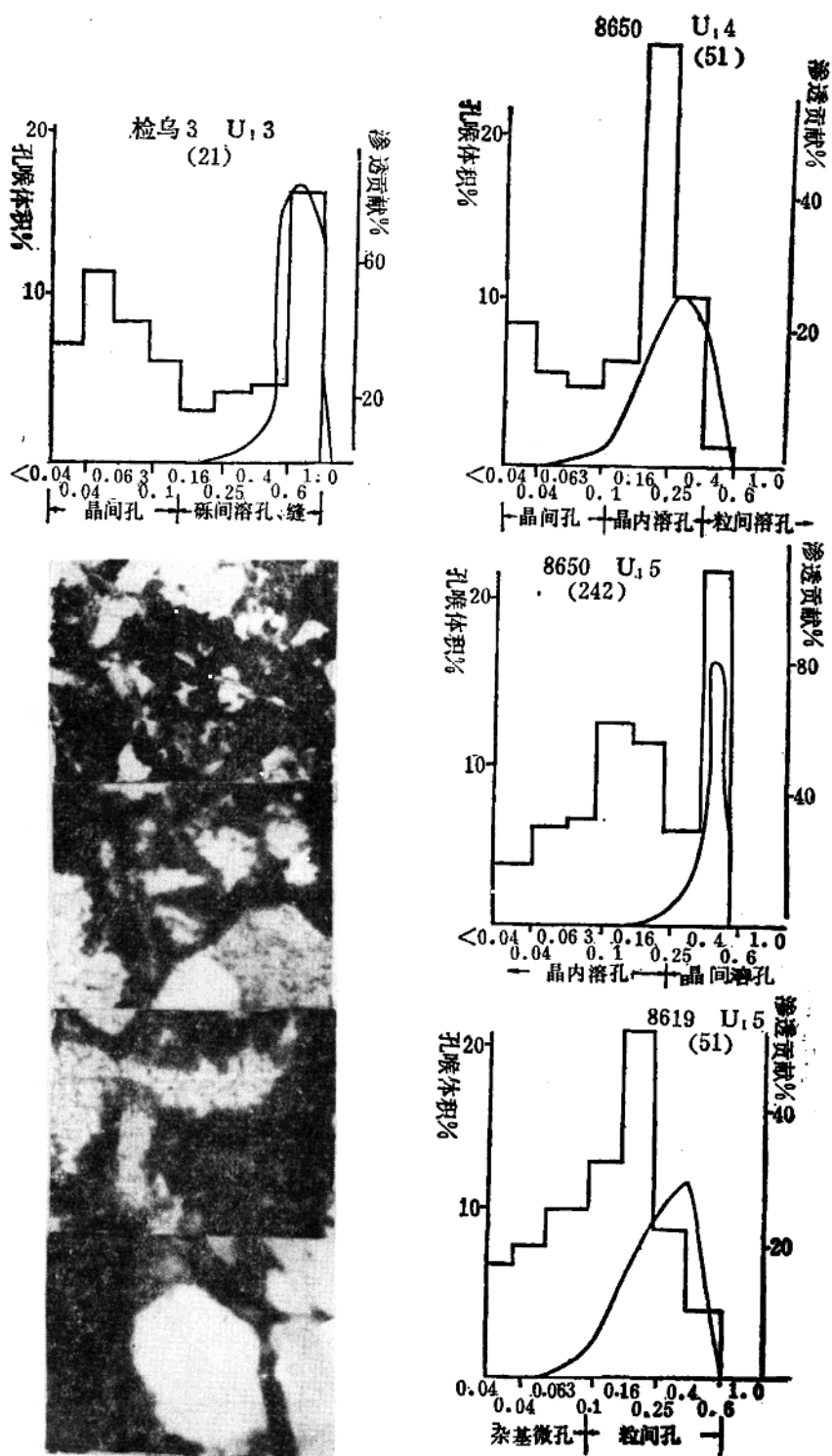


图9 压汞铸体对应试验解释

后,伴生的高角度裂缝充填程度低。本文用四种方法,对裂缝的产状、分布及方位进行了研究,从而确定储层具有双孔隙度渗流特征。

(1) 取芯观察及实验室测试

1) 取芯观察发现有两期裂缝:如 J_{w3} 井,先期低角度裂缝 ($<30^\circ$),发育在 $U_1^3-U_1^4$,多被方解石充填;后期高角度裂缝 ($60-80^\circ$),未被充填,发育在 $U_1^5-U_1^6$,如在 4.6M 岩芯上,有 10 条长 6cm、宽 0.3—1.1mm 的裂缝。

2) 将岩芯气测水平渗透率比较,可分三级:缝宽 >0.1 mm 的岩芯渗透率为 100—10 毫达西,为具大缝岩芯;缝宽 <0.1 毫米者渗透率 10—5 毫达西,为具小缝岩芯;而无缝岩芯的基质渗透率为小于 5—0.1 毫达西,平均为 0.8 毫达西。

(2) 裂缝识别测井

对 8731 井等 3 口井,司伦贝谢 (Schlumberger) 公司进行裂缝识别测井,如 8731 井解释为:裂缝条数 62 条,累计缝长 61.6M,主要发育部位 $U_1^5-U_1^6$ 占 82%,缝宽 0.6—3mm,倾角 $72^\circ-86^\circ$,主裂缝方位 $NW3^\circ-30^\circ$;低角度裂缝 ($10^\circ-30^\circ$),大部分被充填,相对裂缝孔隙度系数自上而下明显增加 (表 8、图 10)。

表 8 8731 井裂缝识别测井解释

层段	井段	孔隙度%		相对裂缝孔隙度系数 (注)	裂缝方位 裂缝倾角		取芯观察
		实测	声波		主	次	
U_1^3	2740—2773	8.8	9	1	(方解石充填)		低倾角裂缝发育,但多被方解石充填
U_1^4	2778—2815	6.8	10	1.9	$\angle 10^\circ-\angle 30^\circ$		
U_1^{5-1}	2924—3004.7	10	9.3	5.4	$0^\circ/\angle 74^\circ$	$NE55^\circ/\angle 77^\circ$	J_{w3} 岩心一裂缝将岩心劈开, $\angle 60^\circ-\angle 80^\circ$,此外有 4 条裂缝共存
U_1^{5-2}	3005—3070.5	9	9.5	6.2	$NE10^\circ/\angle 70^\circ$	$NE50^\circ/\angle 79^\circ$	
U_1^{6-2}	3197—3222.3			5.8	$/\angle 75^\circ-\angle 86^\circ$		注:以 U_1^3 的裂缝孔隙度作为 1 与各段比较
U_1^7				3.1			

(3) 压力恢复曲线判别

油田共有 17 口井的压力恢复曲线出现较典型的双孔隙度特征。用沃伦—鲁特 (Warren—Root) 提出的计算公式,计算了裂缝弹容系数 ω 、窜流系数 λ 值, ω 为 0.64, λ 为 6.7×10^{-2} ,具有比较典型的双孔隙度特征 (表 9、图 11)。

导压系数等值线闭合圈长轴方位具有明显的分带性,以 $J_{w3}-J_{w4}$ 井为界,西部的长轴方位与 202、256 井断层的方位相一致,为 $0^\circ \pm$,以东为 $NW40^\circ$,油田区域性井斜方位频率图主峰为 $NW40-50^\circ$,上述三个方法确定的裂缝主方位与裂缝识别测井解释结果基本一致 (图 12)。

(4) 室内实验和矿场测试相结合求出基质与裂缝的渗透率之比 (K_m/K_f)。

据 21 口井 1107 块岩芯测定的以基质为主的平均气体渗透率为 0.897 毫达西,经过上覆地层压力校正,换算到地层条件下为 0.11 毫达西,再经过含有束缚水状况校正,为 0.032 毫达西;用不稳定试井计算的有效渗透率为 2.53 毫达西,可视为 K_f 与 K_m 之和,从而求出: $K_m/$

VDL

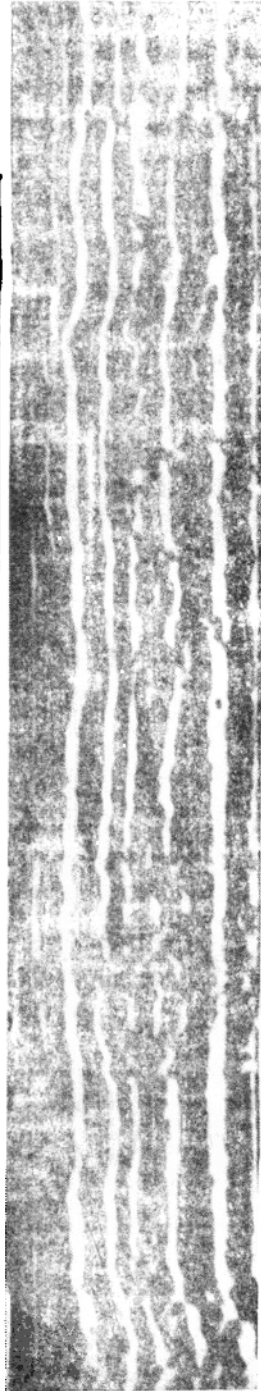
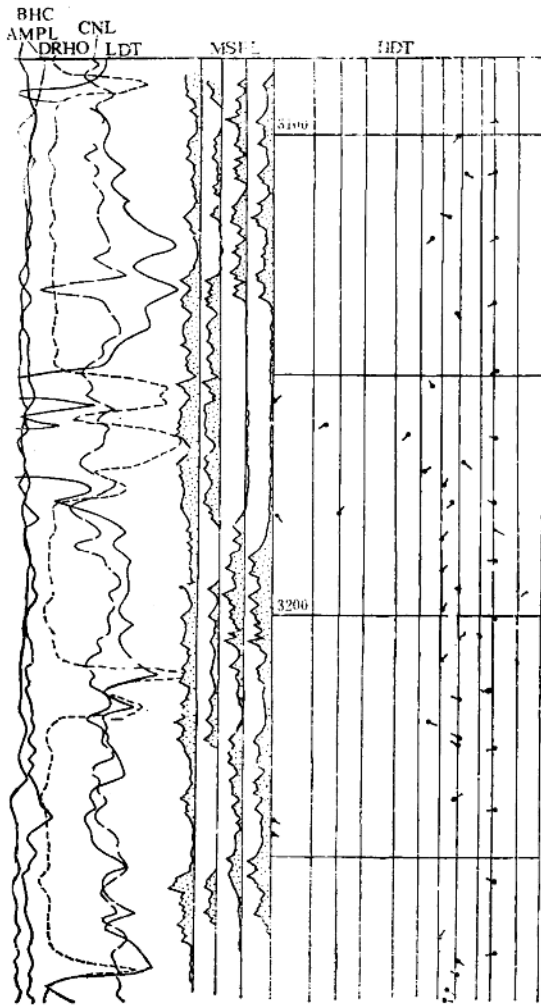


图10 8731井裂缝识别测井曲线

表 9

各层段双孔隙度特征参数对比

层段	井数	地质系数 K, h $md \cdot m$	有效渗透率 K md	弹容系数 ω 无因次	窜流系数 λ 无因次	裂缝渗透率系数 K_m/K_f 无因次
U_1^3	3	27.5	1.03	0.581	6.16×10^{-3}	6.85×10^{-2}
U_1^4	10	29.8	2.64	0.628	9.33×10^{-2}	9.95×10^{-2}
U_1^5	3	24.8	2.13	0.623	4.85×10^{-2}	7.26×10^{-2}
U_1^6	1	47.9	4.3	0.72	8.41×10^{-2}	7.26×10^{-3}
平均		32.5	2.53	0.638	6.74×10^{-2}	2.43×10^{-2}

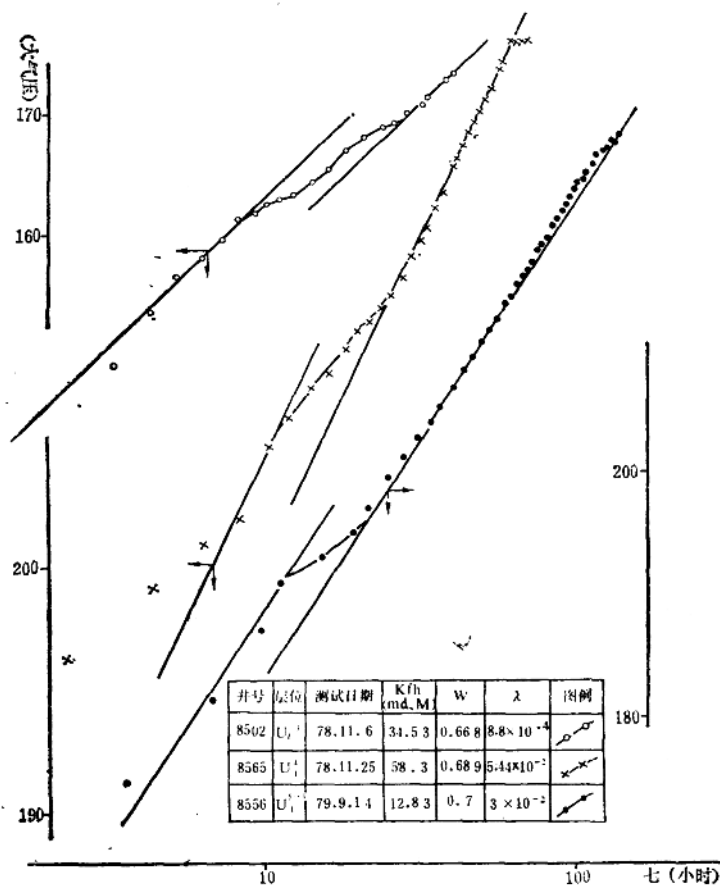


图11 8502、8565、8556井压力恢复曲线

表 10

复模态砾岩储层孔隙结构评价表

特 征 值 项 目	相 类 (带)	辫状河流相、洪积相小 型扇顶及大型扇中砾石	洪积相大型扇 顶砾岩	洪积相大型扇 缘小型扇中砾 岩	成岩后生变化严重 的冲积—洪积相砾 岩
平均胶结物含量 (%)		<10	10—15	15—20	20
镜鉴面孔率 (%)		11	8	3	2
孔隙组合类型*		A 与 B	A 与 B + F	A 与 B	C + D + A 与 F
平均孔隙半径 (μ)		54	101	35	19
平均喉道半径 (μ)		0.6	0.3	0.1	0.06
孔喉比		90	337	350	317
孔喉配位数		3.5	3	2.5	2.3
阈压 (大气压)		0.2	1.5	6.4	14
退汞效率 (%)		42	30	25	28
预测注水采收率		40	30	25	21
储层评价类别		I—较好	II—较差	III—差	IV—很差

* A—粒间孔隙； B—界面孔隙； C—溶模孔隙； D—晶间孔隙； F—微裂缝。

2) 与马岭油田南区、北区进行对比：各项物性参数比成岩后生作用严重的马岭油田南区、北区还要差。表现为孔、渗参数低（渗透率为马南油田的42%，孔隙度为56%），喉道半径均值小（为马南油田的10%）、汞注入率、退出率低（分别为马南油田的69%、36%，分别为马北油田的69%、55%），较马岭油田南、北区中各类参数均差（表11）。

表11

低渗透油田特征参数对比表

对比项目 对比油田	渗透率 md	孔隙度 %	喉道半 径均值 μ	汞注入率 %	汞退出率 %	退汞效率 %	预测水驱 采收率 %
八区乌尔禾油田	2.5	9	0.06	61.6	19.0	28	21
马岭油田北区	248	17	4.3	89	28	29	30—20
马岭油田南区	6	16	0.66	89	43	49	30—20