

克拉玛依油田八区下乌尔禾组储层评价

罗平 邓恂康 罗盐潭*

(成都地质学院)

本文运用 Berg 的毛细管压力公式,结合油藏的基本数据,导出两个能够限定毛细管作用范围上、下限公式,从而确定出封闭层的喉道半径下限和有效孔喉道半径下限。应用孔隙群的概念,综合压汞毛细管压力数据和多重介质分析数据,对砾岩储层进行了分类,并讨论了其空间分布特征

砾岩油藏不多,类似于克拉玛依油田八区下乌尔禾组这种储、盖层均为砾岩的巨厚油藏更为罕见。无疑,研究类似于碳酸盐岩自储、自盖的砾岩油藏将丰富正在日益成熟中的储层地质学的内容。

八区下乌尔禾组属二叠系上统。在矿区内埋藏深度为 2300—3500 m,平均 3000 m。下乌尔禾组自下而上分为七段:下乌一段($P_2u_1^1$)至下乌七段($P_2u_1^7$)。产油区内,岩层厚度为 200—800 m。

下乌尔禾组油藏发育在巨厚的砾岩洪积扇顶端,其内无泥岩隔层,但有零星的砂岩透镜体。致密非渗透性砾岩透镜体分布局限。虽然有这类间隔层,但产油岩体相互连通。全区流体性质相近,整个油藏只有一个压力系统。油层孔隙度一般在 0.2—13%,空气渗透率在 0.01—3.0 mD 之间(大部分大于 1 mD)。

砾岩碎屑成分主要是中、酸性火山岩碎屑以及部分沉积岩岩屑^[1,2]。砾岩的成岩作用强烈,岩层中发育大量的沸石、绿泥石和方解石三大类自生矿物。机械压实作用和自生矿物的胶结作用基本上消灭了原生孔隙。成岩作用中期的方沸石大量溶解形成砾岩的有效储集空间。下乌尔禾组砾岩按两个成岩变化序列进行:以凝灰岩岩屑为主的砾岩成岩演化成非储层或低产能储层;以中、酸性喷出熔岩岩屑为主的砾岩最终成为有效储层。

砾岩在横向上和纵向上非均质性异常强烈^[1,2],其孔隙系统由三种孔隙群组成:溶蚀孔隙群、粗微孔隙群和细微孔隙群。相应地,油藏动态表现为孔隙群型的双重和三重孔隙介质特征^[1]。

巨厚的砾岩油藏,其内各层储集性质各不相同,有的砾岩可能为盖层、封闭层或间隔层,有的可能为良好的储层。本文目的在于确定不同储层类型的判别标准和砾岩有效孔隙喉道半径下限,以及在全区范围内对储层的分布特点和开发中出现的问题进行讨论。

本文1984年6月28日收到,1986年5月3日改回。

* 研究生罗平之导师。

一、巨厚砾岩油藏的毛细管效应与有效孔隙喉道半径下限

1. 毛细管压力公式

八区下乌尔禾组油藏具有统一的压力系统, 油层中无稳定隔层。试油资料查明, 最上产油层位是8206井的 $P_2u_1^3$ 的第一段, 井深2400 m左右。与此相对, JW 6井在井深3300 m试油时, 仍可见到微量的油随水产出。8731井(表1)井深3200 m左右仍有15%左右的原油随水流出。由此可算出油藏具有800 m上下的连续油柱, 尽管此值稍微保守。

伯格(R. R. Berg, 1975)^[1]详细讨论过毛细管压力对油气圈闭的作用, 并导出了计算封闭层封闭能力或油柱高度的公式:

$$Z_o = \frac{2 \sigma_{ow} \cos Q_{ow}}{g(\rho_w - \rho_o)} \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) \dots \dots (1)$$

式(1)中, Z_o 代表油柱高度, σ_{ow} 油-水表面张力, Q_{ow} 油-水润湿角, g —重力加速度, ρ_w 和 ρ_o —水和油的密度, r_t —一封隔层最大连通喉道半径, r_p —储层孔隙半径。在计算油层的油饱和度与油柱关系时, r_t 为某油柱高度下可饱和油气的最小喉道半径, r_p 在公式(1)中为储层的孔隙半径, 在考虑较均质的颗粒状砂岩时, r_p 易于确定; 对于下乌尔禾组砾岩储层如此不均质的溶蚀成岩孔隙^[1,2], 给出一个精确的 r_p 值是不可能也是不实际的。但是, 可以取油层中最大连通孔隙喉道半径(通过毛细管曲线分析)表征砾岩的毛细管效应。后面将较详细地讨论这个问题。

伯格认为“毛细管压力”有两层涵义: 第一, 它意指穿过两个不相混溶流体界面的压差; 其二指对某一具体岩石而言所测定的注入压力。在实际应用中, 界面张力对应着油和气的圈闭作用(封闭能力); 注入压力隐含着某一岩石可圈闭石油的数量(饱和程度)。换言之, 通过实验手段, 求出油层的毛细管压力曲线计算出油藏的各级喉道半径后, 加上油藏的某些基本数据, 就可预测毛细管效应对油藏的影响, 指导油藏的开发。

经测定(定性)下乌尔禾组砾岩润湿性为中亲水至强亲水(世界各地众多的实验资料证明油水间的界面张力 $\sigma_{ow}=30-35 \text{ dyn/cm}^1$)。为了解剖毛细管压力效应对储层性质影响的范围, 找出最大和最小两个可能的极端情况进行考察。强亲水情况下: $Q_{ow1}=0$, 则 $\cos Q_{ow1}=1$, 和 $\sigma_{ow1}=35 \text{ dyn/cm}$; 中亲水情况下: $Q_{ow2}=60^\circ$, 则 $\cos Q_{ow2}=\frac{1}{2}$, 和 $\sigma_{ow2}=30 \text{ dyn/cm}$ 。根据高压物性取样数据得知地层条件下的 $\rho_o=0.692 \text{ g/cm}^3$; 化学分析数据所提供的地层水平平均矿化度为30000 ppm, 查表求得地层条件下的 $\rho_w=1.017 \text{ g/cm}^3$ ($\Delta\rho=(\rho_w-\rho_o)=0.318 \text{ g/cm}^3$)。根据以上数据, 我们得出:

强亲水条件下(最大封闭能力或最小油饱和情况):

1) 罗登潭、王允斌, 1982, 储集岩的孔隙几何学。大庆油田科学研究设计院开发研究所印。

$$\begin{aligned}
 Z_{o1} &= \frac{2 \cdot \sigma_{ow1} \cdot \cos \theta_{ow1}}{g \cdot (\Delta \rho)} \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) \\
 &= \frac{2 \times 35}{980 \times (0.318)} \left(\frac{1}{r_t} - \frac{1}{r_p} \right) \times 100 \\
 &= 2.25 \left(\frac{10}{r_t} - \frac{10}{r_p} \right) \quad (2)
 \end{aligned}$$

中亲水条件下(最小封闭能力或最大油饱和情况):

$$\begin{aligned}
 Z_{o2} &= \frac{2 \times 30 \times \frac{1}{2} \times 10}{980 (0.318)} \left(\frac{10}{r_t} - \frac{10}{r_p} \right) \\
 &= 0.96 \left(\frac{10}{r_t} - \frac{10}{r_p} \right) \quad (3)
 \end{aligned}$$

(注: Z_o 单位为 m; r_t 和 r_p 为 μm ; 100 是 cm 换成 m 时的系数)。

上面两个公式代表储层的上、下限两个极端条件。

毛细管压力曲线证实, 油层最大的可能连通喉道半径为 $5 \mu\text{m}$ 。用此值表征油藏的平均孔隙半径似乎偏小, 但考虑到油柱有 800m 和大部分喉道半径小于 $0.5 \mu\text{m}$ 这两个事实, 于公式 (2) 和 (3) 中采用 $r_p = 5 \mu\text{m}$ 应足够精确。

$$Z_{o1} = 2.25 \left(\frac{10}{r_t} - 2 \right) \quad (2.a)$$

$$Z_{o2} = 0.96 \left(\frac{10}{r_t} - 2 \right) \quad (3.a)$$

换句话说, 采用偏小的 r_p 值, 使得计算的封闭能力偏小, 数据保守; 另一方面, 在某一油柱高度下的油饱和着的孔隙其喉道半径偏大, 而岩石的油饱和度偏小, 同样趋于保守。因此, 宁可采用较小的 r_p ($0.5 \mu\text{m}$) 值表征油层的有效孔隙尺度, 使计算的数值

和结论有充分的可信性和讨论油藏的储集性质时有足够的余地。将公式 (2.a) 和 (3.a) 图示在双对数坐标上, 可以一目了然地弄清油层油柱高度, 油层物性与含油性的关系 (图 1)。

图 1 中的 Z_{o1} 曲线与 Z_{o2} 曲线相夹的区域是下乌尔禾组油藏毛细管的效应区间。左纵轴表示连续油柱高度, 右纵轴表示对应的油藏实际井深 (地面各处高差小于 10 m), 横轴表示喉道半径。两条曲线相夹的区域内, 有三个根据毛细管压力曲线数据确定的孔隙群喉道半径峰值分布带^[1,1]: $>0.6 \mu\text{m}$ (以 $0.6-3 \mu\text{m}$ 为最多)

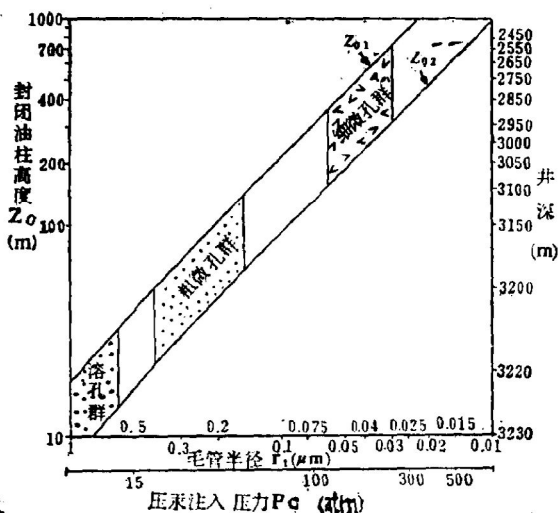


图1 油柱高度和封闭能力概算图

1) 吴虬, 1980, 克拉玛依油田八区下乌尔禾组储集层孔隙结构特征。新疆石油管理局勘探开发研究院。

的溶蚀孔隙群, $0.1\text{--}0.4\text{ }\mu\text{m}$ ($0.25\text{--}0.4\text{ }\mu\text{m}$ 居多) 的粗微孔群, $0.06\text{ }\mu\text{m}\text{--}0.025\text{ }\mu\text{m}$ (以 $0.04\text{ }\mu\text{m}$ 为中心) 的细微孔群。

如前所述, 强亲水条件下的公式反映封闭能力最强 (上限), 公式 (3.a) 代表封闭能力最弱 (下限)。进一步说, 在同一油柱高度下, 虽然各层岩石的润湿性不同, 使得岩层的饱和状况有异, 但是它们不可能超出这两条曲线所限定的范围。例如, 400 m 油柱 (图 1) 对应井深 2850 m , 含油喉道半径为 0.055 (强亲水上限) $\text{--}0.023\text{ }\mu\text{m}$ (中亲水下限), 平均值为 $0.03\text{ }\mu\text{m}$ 左右。另一方面, 若使喉道半径为 $0.2\text{ }\mu\text{m}$ 的孔隙饱和油, 需油柱高度 46 m (中亲水) 和 108 m (强亲水)。

图 1 将油柱高度、油层毛细管性质、孔隙群与含油性概括在一起, 为直观快速地了解油层情况提供了方便。实际运用时, 根据统计学原理, 取两条曲线的中线作为平均值, 可以很好地代表这个油藏的毛细管压力效应。

使用图 1, 我们可以达到三个主要目的: 第一, 可用它分析井深与油层含油饱和度的关系, 第二可用它确定不同深度下储层的有效孔隙度喉道半径下限; 最后, 还可用它计算盖层或封闭层的封闭能力。

2. 含油饱和度与产纯油界面高度

根据图 1 中的曲线 Zo_1 与曲线 Zo_2 的中点值可知喉道半径 $\geq 0.1\text{ }\mu\text{m}$ 的孔隙, 在井深小于 3000 m 时含油, 细微孔隙群也有部分开始含油。在井深约 3000 m 的产层内, 如果岩层孔隙系统中细微孔隙群比例高, 储层可能产含水石油, 产能也低。若储层的孔隙系统以粗微孔隙群或溶蚀孔隙群为主, 在此深度必产纯油, 虽然较细小的细微孔隙群仍为水所占据。这个深度与现场试油资料确定的产纯油界面平均深度 3000 m 相一致。井深 3100 m 时, 部分粗微孔隙已为水占据, 对应的油层产水率已较高, 试油结果 (表 1) 表明油、水同层的占大多数。但是以溶蚀孔隙群为主要储集空间的储层, 仍可产纯油或产水率较低。结合表 4 和图 3 我们可以对巨厚纵、横向极不均质多层砾岩油藏产油、水的规律有一个粗略印象。

表 1 试油数据

井号	层位	井深 (m)	产油 (m^3/d)	产水 (m^3/d)	含水比%	增产措施
JW3	$P_2u_1^{3+5}$	2664—3107	117.5	28.19	0.5	压裂
JW7	$P_2u_1^5$	3205—3217	油花			压裂
JW6	$P_2u_1^4$	3025—3055	30.4		53	压裂
8518	$P_2u_1^5$	3022—3077	84.2		33.9	压裂
8567	$P_2u_1^4$	2991—3033	119.5		0.5	压裂
8568	$P_2u_1^5$	3046—3099	47.3		48.2	压裂
8731	$P_2u_1^5$	3147—3151	9.61		40.0	压裂
8731	$P_2u_1^6(\tau)$	3211—3213			85.0	无

3. 有效孔隙度的喉道半径下限

图 1 表示油藏连续油柱高度至少大于 958 m (下限), 才能产生足够的浮力排驱水使油进入喉道半径 $\leq 0.01\text{ }\mu\text{m}$ 的孔隙。据此推断, 喉道半径 $\leq 0.01\text{ }\mu\text{m}$ 的孔隙绝不含油。其次图 1 还告诉我们, 喉道半径 $\leq 0.02\text{ }\mu\text{m}$ 的孔隙, 在井深约 2700 m 的层位, 用 Zo_2 曲线判

别可能含油,用曲线 Zo_1 判别不含油,用它们之间的中点判别也不含油。因此可认为,大于此深度喉道半径 $\leq 0.02 \mu\text{m}$ 的孔隙不可能含油。对巨厚的砾岩油藏取一个喉道半径值作为不同深度储层有效孔隙度的喉道半径下限,可能不全面,但为了便于工程应用和考虑压汞技术条件限制(最高注入压力为300 atm,对应喉道半径为 $0.025 \mu\text{m}$,取 $0.025 \mu\text{m}$ (此值可信度高)作为下乌尔禾组砾岩油藏的有效孔隙度平均喉道半径下限,有了此值为油藏用体积法估计储层有了一个可靠的依据。

4. 盖层或封闭层的标准

图1还可用于计算封闭层的封闭油柱高度。如果封闭层的最大连通喉道半径 ≤ 0.01

μm , 其最大可能封闭油柱高度 (Zo_1 曲线) 为2248 m, 其最小封闭油柱高度 (Zo_2 曲线) 为958 m。这种岩层出现在油藏顶部 ($P_2\mu_{1+2}$) 成为盖层, 出现在侧面成为封闭边界层 (8006井附近, 见图2), 夹于产层之间成为隔层 (八区下乌尔禾组产层间的致密隔层横向延伸范围有限, 不存在全区连续一致的封闭层)。

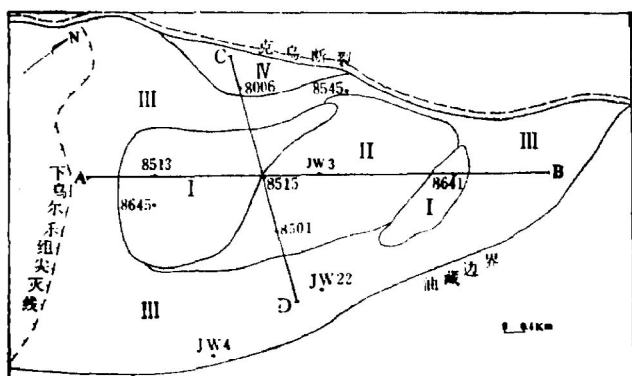


图2 八区下乌尔禾组油区内储层分布示意图
(根据测试结果和压汞曲线绘制)

二、储层分类

1. 储层分类的毛细管压力曲线依据和指标

为便于描述,在表2中溶蚀孔隙群简称为“溶”,粗微孔群简称为“粗”,细微孔群简称为“细”。第I类好储层,以溶孔群为主要储集空间,空气渗透率一般大于1 mD;第II类中等储层,以粗微孔群为主要储集空间,是下乌尔禾组油藏中最常见的一种产层;第III类差储层,细微孔群为主要储集空间;第IV类为非储层。封隔层为非储层的极端情况。前面,我们确定 $\leq 0.01 \mu\text{m}$ 的砾岩为封隔层;实际测量只能算出 $0.025 \mu\text{m}$ 的最小值。因此在最高注入压力300 atm下,汞累积注入量不足10%者可定为封隔层¹⁾。经验证明,非润湿相饱和度不达此值不能在多孔介质中形成初始流动时所必须的连续丝体。

由于储层非均质,单一采用毛细管压力曲线进行储层分类,难以全面反映油藏的储层性质,只有与试井分析资料相结合才能正确地评价储层。

2. 储层分类的试井分析指标

用格林伽登^[1]图版配合试井曲线可求得砾岩储层的 $\bar{k}$ 、 ω 、C、S和 λ 值。最能反映储层总体渗滤特性是油层平均渗透率 $\bar{k}$ 值,其次是窜流系数 λ ,弹性容积系数 ω 可作为

1) 罗赞潭、王允诚, 1982, 储集岩的孔隙几何学。大庆油田科学研究院开发研究所印。

表2 毛管压力曲线分类指标

储层类别	I 类	II 类	III 类	IV 类	封隔层
最小注入饱和度 ω	≥ 70	≥ 45	≥ 25	< 25	< 10
孔隙群组合	溶为主; 溶+粗, 溶+粗+细	粗为主; 粗+溶, 粗+溶+细, 粗+细	细为主; 细+粗		
各孔喉半径控制 累积进汞量界限	$\geq 0.5 \mu\text{m}$ 占 $\geq 30\%$; $\geq 0.1 \mu\text{m}$ 占 $\geq 60\%$	$\geq 0.5 \mu\text{m}$ 占 $< 30\%$; $\geq 0.1 \mu\text{m}$ 占 $\geq 40\%$	$\geq 0.1 \mu\text{m}$ 占在 $20\% - 40\%$ 之间	$\geq 0.1 \mu\text{m}$ 占 $< 20\%$	
大岩样渗透率mD	≥ 2	0.5—2	0.1—0.5	< 0.1	
各 类 别 储 层 毛管压力曲线形态					
评 价	好	中	差	干层	盖层或隔层

评价储层的参考指标。窜流系数 λ 反映第二介质向第一介质补充流体的能力, 弹性容积系数 ω 反映各类孔隙介质所占的比例。在试井中, 由于诸多因素的影响, 要区分粗微孔隙群与溶孔群为第一介质难以做到, 只有根据 $\bar{k}$ 值的大小和毛细管压力资料才能判断。

表3是由 $\bar{k}$ 、 ω 和 λ 三个参数综合确定的储层分类指标。第一类储层的 $\bar{k} \geq 3\text{mD}$, ω 为 0.4—0.7, 表示溶孔群的比例较大。第二类的 $\bar{k}$ 为 0.5—3 mD, 以粗微孔群为主; 如果有少量溶孔群, 则 $\bar{k}$ 值偏向大的一端, 如果第一个介质为粗微孔群, 则 $\bar{k}$ 值偏向小的一端。第 III 类储层的 ω 值一般偏小, 即细微孔群比例大, 其渗透率值 $\bar{k} < 0.5\text{mD}$ 。

表3 试井分析的分类指标

指 标	I 类	II 类	III 类	IV 类
渗透率 $\bar{k}$	$\geq 3\text{mD}$	0.5—3mD	$< 0.5\text{mD}$	
弹性容积系数 ω	0.4—0.7	0.3—0.8mD	< 0.3	
窜流系数 λ	$10^{-7} - 10^{-6}$	$10^{-6} - 10^{-5}$	$> 10^{-5}$	
评 价	好	中	差	干层

λ 值有一定规律。I 类储层 λ 值在 $10^{-7} - 10^{-6}$ 之间; II 类储层一般在 $10^{-6} - 10^{-5}$ 之间, 个别大于 10^{-5} ; III 类储层 λ 值大于 10^{-5} 。 λ 值小指示第二介质向第一介质的流体补偿能力相对差; 在另一意义上, 说明第一介质的导流能力很强, 第二介质较差。如果 $\bar{k}$ 较大, 我们即可推断第一介质为溶孔群, 第二介质可能为细微孔群或粗微孔群。相反, λ 值较大, $\bar{k}$ 值较小, 表明两介质的导流能力相对接近, 可能由粗微孔隙群与细微孔隙群组成双重孔隙介质。

3. 储层分类的综合指标

鉴于毛管压力曲线和试井资料均有其局限性, 故将两者结合起来划分储层类型, 更能代表油层的实际情况。再者, 在只得到一种数据的情况下, 可根据分类的综合指标去推断另一种数据的可能范围。表4是储层分类的综合指标。

从表4可看到, 常规物性测量的 k 值, 比试井分析的 $\bar{k}$ 值小。因为流体在多重介质

储层中流动时, 主要在最小阻力的孔隙群即第一介质中向井眼渗流。确定储层分类评价指标时, 有必要将测试的 $\bar{k}$ 值做适当的调整。

表4 储层分类综合指标

方法	类 别		I 类	I 类	II 类	IV 类
	指 标					
毛管压力曲线分析	最小注入饱和度%		≥70	≥45	≥25	<25
	孔 群 组 合		溶为主, 溶+粗, 溶+粗+细	粗为主, 粗+细, 粗+溶, 粗+溶+细	细为主, 细+粗	少量细
	各孔喉半径控制 累积进流量界限		≥0.5μm者≥30%, ≥0.1μm者≥60%。	≥0.6μm者<30%, ≥0.1μm者≥40%。	≥0.1μm者在20% —40%之间。	≥0.1μm者 <20%。
	大岩样	渗透率k(mD)	≥2	0.5—2	0.1—0.5	<0.1
	物 性	孔隙度φ(%)	≥10	≥7	≥7	<7
试井分析	地层平均渗透率 $\bar{k}$		≥3mD	0.5—3	<0.5	无产能
	弹性岩系数ω		0.4—0.7	0.3—0.8	<0.3	
	窜流系数λ		10 ⁻⁷ —10 ⁻⁶	10 ⁻⁶ —10 ⁻⁵	>10 ⁻⁵	
评 价 结 论			好	中	差	干 层

总之, 此砾岩储层属于低渗透性、中等偏低孔隙度的储层。储层分为好、中、差几类仅有相对意义。不过在开发上, 这种按孔隙群的分类意义重大, 因为各个孔隙群之间的渗流能力有数量级差异^[1]。尽管如此, 由于油层的原始压力高, 油层打开厚度大, 原油粘度和比重低, 所以, 压裂后不少井的初始产量在 $100 \text{ m}^3/\text{d}$ 以上。

三、储层类别的空间分布及开发中的问题

在确定了储层分类标准之后, 具备了在三度空间上对储层分布作一定性解剖的条件。图2所示的是各类储层的平面分布。为了能清晰地透视储层的全貌, 通过8515井切两个近直交的剖面。D—C剖面近平行于八区下乌尔禾组倾向, A—B剖面横切主要产油区(图3)。为了能在总体上反映各类储层的展布状况, 采取较粗糙、大尺度地划分储层类别的方法, 略去不重要的各类储层夹层。

1. 储层的层位变化

I、II类储层是八区下乌尔禾组的主要产层。A—B剖面(图3)告诉我们 I、II类储层由8512井逐渐向8641井方向下移, 与目前生产层位吻合。在JW3井附近, 产油层厚度最大, 由上往下产层性质变好, 3000 m以下由II类储层向I类储层变化。P₂ μ^{1+2} 段的非储层(盖层)向8641井方向增厚。在8640井处非储层急剧增厚, 因此8641井方向的产层变薄。由于3000 m以下, 产层为I类储层, 8641井在井深3050 m处仍产纯油, 它是两口持续高产井之一。3100 m井深处有一IV类储层, 起着屏蔽遮挡作用。如果存在底水, 其活跃性受到限制。D—C剖面(图4)代表垂直地层走向储层的变化情况, 储层类型自

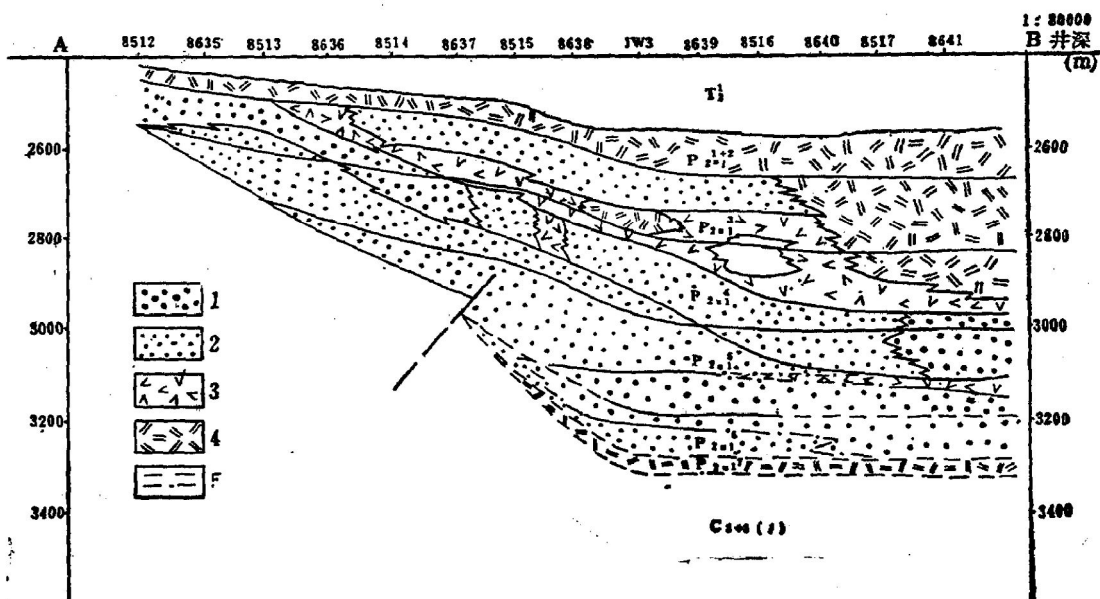


图3 储层评价分类A—B剖面示意图

1—I类储层, 2—II类储层, 3—III类储层, 4—IV类储层或非储层, 5—估计边界

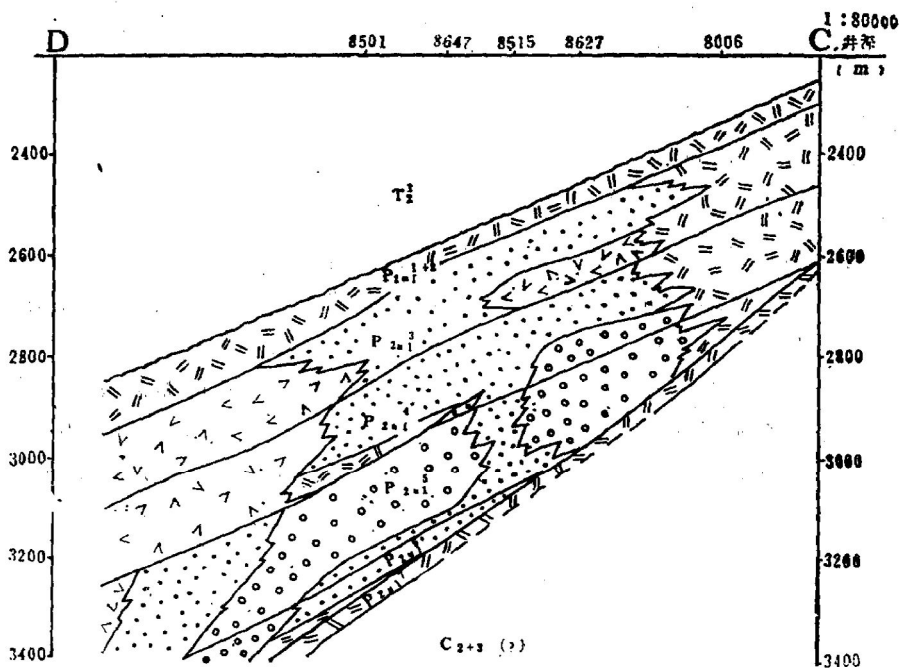


图4 储层评价分类D—C剖面示意图

上而下变好。但每一段, 如 $P_2u_1^3$ 、 $P_2u_1^4$ 和 $P_2u_1^5$ 朝地层下倾方向储层类型变差, 这与岩相有关。岩相分析表明¹⁾, 由8006井至8501井方向, 正是洪积扇体的发育方向, 泥质

1) 邹义声, 1981, 克-乌油区八区下乌尔禾组岩相分析阶段报告, 新疆石油管理局勘探开发研究院,

和细粒组分逐渐增加。另外,中亚组的 $P_2u_1^3$ 和 $P_2u_1^4$ 段比下亚组的 $P_2u_1^5$ 和 $P_2u_1^6$ 段相带变化快些。因此,同一地点不同层位的层储类型从上往下变好,同一层位从上倾往下倾方向逐渐变差。

2. 储层类型与油水界面的关系

试油资料表明,沿JW 4-JW22井一带(图2)井深2900 m左右才开始生产纯油,产量低。D—C剖面显示这一带的储层类型已由区中心的Ⅰ、Ⅱ类好、中储层渐变为Ⅲ、Ⅳ类中、差储层。在井深2900 m左右以Ⅲ类储层为主。从图1可看出井深2900 m对应的细微孔隙群已部分含油。另外,岩心资料表明JW22井和JW 4井2900 m以下开始发育大构造裂缝;因此2900 m井深以下层位可能油水同产。这是由于大裂缝与边水或底水沟通的可能性和Ⅲ类储层在2900 m井深处含油性低,以及基质渗透率低几个因素,使得产纯油高度与平均产纯油井深差近100 m。

JW 3井附近产纯油高度为3100 m左右。相邻8556、8641、8731等井的试油资料证实了这一点。图3表示JW 3井3000 m以下储层由Ⅲ类渐变为Ⅰ类,并且没有大裂缝。从图1可查出以溶孔群和粗微孔群为主的Ⅰ、Ⅱ类储层,在井深3100 m上下,基本上饱和油,故比平均产纯油高度低100 m仍能产纯油。

以上分析表明,不同类型的储层,在不同(或相同)井深具有不同的含油饱和度和不同的产纯油深度。Ⅰ类储层(溶蚀孔隙群为主)与Ⅲ类储层(细微孔隙群)的产纯油界面高度,理论计算和试油结果相当一致地表明相差200 m左右。反过来,它验证“800 m连续油柱”估算的可靠性。

3. 封闭层和隔层的分布

JW 3井从下至上的系统试油资料和其它井试油和开采、开发资料表明,八区下乌尔禾组油藏是一个内部无稳定隔层,自下而上连续产油具有统一压力系统的油藏。毛细管曲线资料证实最上部的 $P_2u_1^{1+2}$ 段是盖层。油藏内部存在一些几米甚至十几米厚的非储层或封隔层,分布无规律,横向无对比性(与洪积扇的沉积环境有关)。位于克-乌断裂附近的8006井基本上是非储层。取心资料证实岩性异常致密。毛细管压力资料说明大多数砾岩为Ⅳ类非储层或Ⅲ类差储层。岩心中还见到众多被充填过的微裂缝,沸石、方解石或绿泥石为常见的充填物。大的直劈构造裂缝,其内的充填物是黑色的固体沥青。这告诉我们,岩石的后期成岩变化作用已将裂缝全部填死。试油资料证明,沿断裂带的井是干井或几乎无开采价值的低产井。

结 论

八区下乌尔禾组油藏,其储层、盖层和致密夹层均为砾岩。它们的形成和分布与洪积扇体的沉积环境和后期的成岩作用两个因素有关。虽然这种油藏的储层性质复杂,但是通过前面的分析和讨论,使我们认识到:

1. 应用上、下限毛细管压力公式,可计算出不同深度各类储层的含油性和盖层的封闭能力。

2. 下乌尔禾组储层的有效孔隙度和喉道半径下限为 $0.025 \mu\text{m}$ 。

3. 综合应用定量的毛管压力数据, 试井分析数据和定性的孔隙直观描述进行储层类型划分, 确定出 I、II、III 类好、中、差储层和 IV 类非储层。

4. I 类储层与 III 类储层之间的产纯油深度相差 200 m 左右。

5. $P_2u_1^{1+2}$ 段砾岩为盖层, 油藏内的致密砾岩为隔层透镜体; 克-乌大断裂附近的砾岩尽管有裂缝, 但全部充填, 所以成为侧向封闭层。

参 考 文 献

- [1] 罗平等, 1985, 石油与天然气地质, 第6卷, 第3期。
- [2] 罗平等, 1986, 石油与天然气地质, 第7卷, 第1期。
- [3] Robert, R.B. 1975, Bull. AAPG, V. 59, No. 6.

EVALUATION ON THE LOWER WUERHE FORMATION RESERVOIRS IN 8TH DISTRICT, KARAMAY OILFIELD

Luo Ping Deng Xunkang Luo Zhetan
(Chengdu College of Geology)

Abstract

In consideration of the conglomerate reservoir which possesses continuous oil column over 800m and the highly heterogeneity of lithology, physical property and oil saturation, two equations confining the extend of capillary effect are derived from Berg's capillary pressure limit equation and the data of this oil pool; equation superiores is $Zo_1 = 2.25 \left(\frac{10}{r_t} - 2 \right)$ and equation of inferiores limit is $Zo_2 = 0.96 \left(\frac{10}{r_t} - 2 \right)$. Double logarithmic graph indicating the relationship between the height of oil column and the radius of throat are given by the equation. The inferiores limit of throat radius in seal rock and that of effective porosity are determined as 0.01 μ m and 0.025 μ m respectively. Based on the conception of pore group, capillary pressure data of mercury-injection, and k , ω and λ from the analysis of well test data, four types of reservoirs, i.e. the good (1), mediocre (2), poor (3), and non (4), are quantitatively classified and evaluated. These results indicate that the depth of oil-water boundary in production in type 1 mainly comprising dissolved pore group is 200 m lower than that in type 3 which has large amounts of fine micropore groups (the average depth of oil-water boundary in the pool is about 3000m). Finally, the authors suggest that, the conglomerate of the $P_2u_1^{1+2}$ subformation in the Lower Wuerhe Formation is the covering strata, the dispersed lens as partition beds within the reservoir may not stop hydrocarbon from migrating. Though there are plenty of fracturer in conglomerate near the huge Karamay-Wuerhe fault, but all of these fractures are completely filled up to become a non-reservoir or a side-sealed reservoir.