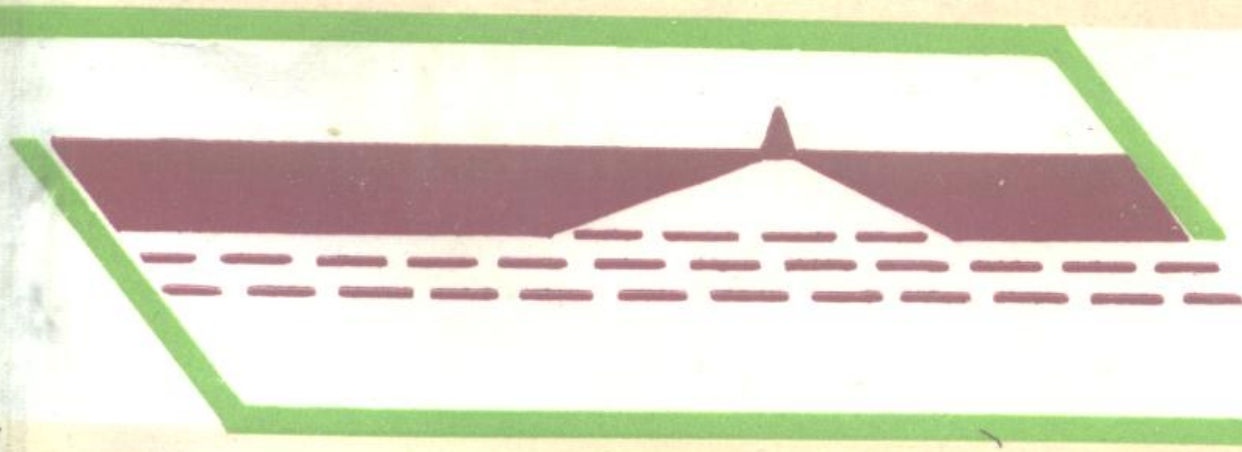


陕甘宁盆地小型边底水砂岩 油田开发研究

庞子俊 赵向宏 编著



石油工业出版社

陕甘宁盆地小型边底水砂岩油田开发研究

石油工

学(北京)

349

3

内 容 提 要

本书阐述了小型边底水砂岩油田油藏描述方法,开发技术政策界限研究,以及开发过程中政策界限的调整与控制。

本书又供从事油田开发工程技术人员以及石油院校开发专业的师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

DP46/10

陕甘宁盆地小型边底水砂岩油田开发研究/庞子俊,赵向宏等编著.
北京:石油工业出版社.1996.3

ISBN 7-5021-1591-9

I. 陕…

II. ①庞…②赵…

III. 砂岩油气田-油田开发-研究-盆地,陕甘宁盆地

IV. TE 349

中国版本图书馆CIP数据核字(95)第16450号

石油工业出版社出版

(100011北京安定门外安华里二区一号楼)

密云华都印刷厂排版印刷

新华书店北京发行所发行

*

787×1092毫米 16开本 4印张 1插页 100千字 印1—1000

1996年3月北京第1版 1996年3月北京第1次印刷

ISBN 7-5021-1591-9/TE·1360

定价: 8.00 元

前 言

陕甘宁盆地南部利用边底水天然能量开发的低饱和油藏有华49区，元城油田，吴旗油田等9个区块（或油田），单块含油面积 $3.8\sim 8\text{km}^2$ ，储量 $\times\times\times$ ，共计动用面积 38.9km^2 ，动用地质储量 $\times\times\times$ ，占油田总动用储量的14.26%，占油田总产量的24.4%，在“七·五”期间对长庆油田的稳产和逐年上升起了重要作用。

这类小型边、底水砂岩油藏的开发，由于进行了精细油藏描述，考虑在充分利用天然能量基础上，根据油藏沉积为纵向上不稳定分布的砂泥岩，其隔层及储层有效厚度小，砂岩喉道细，岩心亲水，毛管力作用强，构造平缓以及油水关系复杂，油水过渡带大等地质特征，采用油藏工程方法和数值模拟技术对天然能量大、小开发方式、井网密度、布井方式，钻井有效厚度下限及钻井顺序进行了研究；确定了不同油层的射开程度，射孔技术，措施方式；制定了低渗透亲水储层的合理生产压差及合理采油速度和油水界面上升速度，并在开发过程中坚持实践，使油田生产8年以来采油速度一直保持在1.5%以上，采出地质储量14.91%，采出可采储量50%，综合含水30.6%，平均含水上升率1.4%，地层压力保持在10.12MPa，为原始压力11.37MPa的90%，动液面仍保持在500m以上，表现出地层能量充足，压力稳定，取得了较好的开发效果和经济效益。这些研究成果和经验对类似的小型边底水砂岩油藏进行高速高效开发的区块具有重要的实用价值，可供对同行专业人员及大中专院校师生参考。

本书在编写过程中得到石油天然气总公司崔跃南同志指导和大力支持，特此致谢。由于我们技术水平有限，编写时间较短，难免有错漏之处，敬请批评指正。

作者1994年12月

目 录

前 言

第一章 综合应用勘探和试采资料, 精心开展小型边、底水砂岩油藏的描述	(1)
(一) 开展油藏古地貌研究、搞清平面上油水分布的地质规律	(1)
(二) 研究油藏构造特征, 搞清纵向上油水分布	(2)
(三) 研究储层沉积相特征, 搞清储层隔层分布和油水接触关系	(3)
(四) 开展储层孔隙结构研究, 搞清储层微观结构特征	(9)
(五) 研究储层渗流物理特性, 搞清水驱油特征	(17)
1. 储层岩石的润湿性研究	(17)
2. 相对渗透率研究	(17)
3. 水驱油效率研究	(17)
(六) 开展流体性质研究, 搞清流体渗流特性	(20)
1. 地层原油性质研究	(20)
2. 地层水化学性质研究	(22)
(七) 天然能量大小的评价	(22)
1. 根据实际生产资料, 用不封闭弹性水压驱动油藏物质平衡方程式计算边底水的侵入量	(22)
2. 油、水体的体积计算	(23)
3. 用采出1%地质储量的压降值 ($\Delta p/R$) 及无因次弹性产量比值 (N_{pr}), 计算油藏天然驱动能力大小	(23)
(八) 补充能量时机的预测	(26)
第二章 边底水砂岩油藏开发技术政策界限研究	(29)
(一) 合理采液速度及采油速度的确定	(29)
1. 合理采液速度分析	(29)
2. 合理采液速度及采油速度的确定	(30)
(二) 合理井网密度及布井方式	(32)
1. 井网密度的确定	(32)
2. 布井方式	(33)
3. 按单井控制储量考虑布井	(34)
4. 确定井距	(34)
(三) 研究布井有效厚度下限, 确定钻井顺序	(34)
(四) 油层的射开程度	(35)
(五) 射孔技术研究	(37)
(六) 研究底水油藏非均质模型, 确定合理生产压差	(38)
(七) 合理的措施方式和规模	(45)

(八) 合理的油水界面上升速度	(45)
第三章 开发过程中严格按政策界限进行调整与控制	(50)
(一) 在油田管理上采取单井定压生产	(50)
(二) 利用生产资料对生产压差、采油速度等政策界限进一步研究、修正	(50)
(三) 油藏不同部位的油井，因其驱动能量和驱动方式有所区别，应采用不同的技 术政策界限	(51)
(四) 按照开发政策界限和合理采液强度进行单井定压配额生产	(51)
(五) 对开发历程进行拟合、编制开发生产曲线、指导油田生产	(52)
(六) 放大生产压差开采的经验与教训	(52)
(七) 油田开发中后期应继续充分利用边底水能量开发	(53)

第一章 综合应用勘探和试采资料，精心开展

小型边、底水砂岩油藏的描述

小型边底水砂岩油藏是具有边界不渗透岩层限制的孔隙性地层系统，在水动力学上是独立的含油体系，一般多是一个单层油藏，砂层较厚，多为厚层块状，下部底水较厚，为底水油帽型油藏，边围有边水，但由于局部地区油水边界处受氧化作用原油粘度增大，或有低渗透遮挡，或者含油层内在纵向上有致密夹层，影响边底水活跃程度和供给能力，但总的来看，是一个水动力学的整体。

这类边底水砂岩油藏投入开发以前，应该坚持综合应用勘探和试采资料，从搞清油藏油体和水体的大小与边界，油水接触关系，隔层分布情况和天然能量大小及供给能力等方面的资料，精心开展油藏描述，从而确定开发方式，建立边底水砂岩油藏开发模式。

(一) 开展油藏古地貌研究，搞清平面上油水分布的地质规律

河道砂岩油藏的形成，与其储层沉积前的古地貌特征密切相关。研究古地貌在于了解沉积环境，包括岩石在沉积和成岩过程中所处的自然地理条件，气候状况，生物发育，沉积介质的物理化学性质及地球化学条件。它们决定了剥蚀区和沉积区的分布和性质、剥蚀产物和沉积物的成份，从而了解油藏形成的地质规律、油藏特征及油体、水体大小，天然能量的大小。

前侏罗系古地貌研究一般要做以下几方面的工作：

- (1) 制作古侵蚀面等高线图；
- (2) 侵蚀面上下标志层间厚度的分析；
- (3) 古地质图的编制和分析；
- (4) 编制横剖面图；
- (5) 含油砂层顶面起伏图的分析；
- (6) 对砂岩等厚图（河谷充填等厚图）进行分析。

从沉积发展史来看，在三叠纪时期，陕甘宁盆地是在大型台块的基底上发生、发展的，水域广阔，基底宽平，沉积条件统一。上三叠统（ T_3Y_3 ）的暗色泥岩厚达300~500m，分布面积 $5 \times 10^4 \text{km}^2$ ，这个大型坳陷是盆地内侏罗系河道砂岩油藏的主要油源，控制着油气田的分布范围。

上三叠纪沉积之后，印华运动使本区整体上升，侵蚀基准面下降，因水流剥蚀而造成了沟谷纵横，在基底断裂的影响下形成大的一、二级河谷将本区分成五大古高地：即甘陕古河南部的演武古高地，子午岭高地，富县高地，甘陕古河北部的姬塬高地，靖边高地。高地斜坡前沿丘陵起伏，同其中的谷地形成隆凹相间的复杂地貌景观（图1）。由于剥蚀时间不长，地壳又开始下降，山地丘陵并未夷平，就逐渐被新的侏罗纪早期沉积物掩埋，形成一种侵蚀性的潜山。由于差异压缩和构造活动，给予表层构造以明显影响，形成继承性隆起，提供了

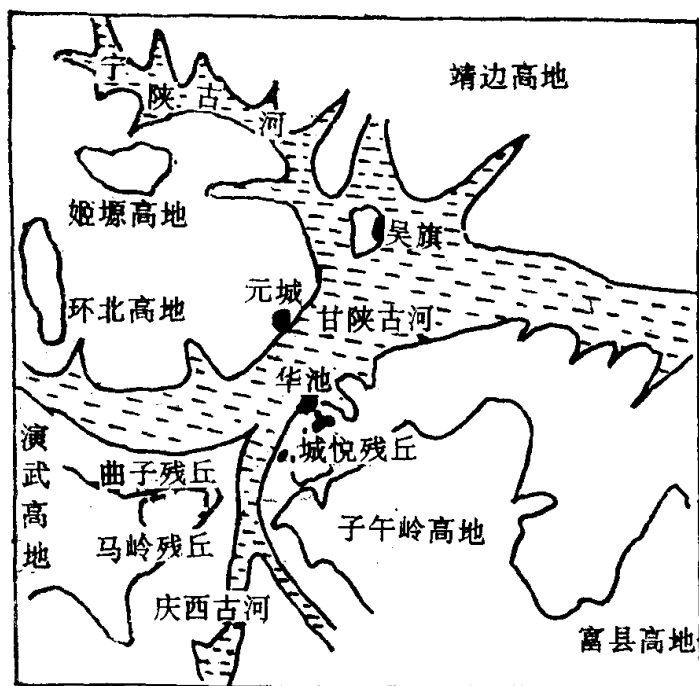


图1 陕甘宁盆地南部前侏罗系古地貌图

边底水砂岩油藏地质特征、分布规律及油水体的大小。处于不同河流及河流不同部位的油藏，其油体和水体之间大小不同。按照河流规模，长、宽、深，大小及所处古地理位置将侏罗系延10期古河分为四级：

一级河流：河床宽10~20km，长200km，砂岩厚度在200m以上。盆地内为东西向甘陕大古河，由西向东流去，流经环26，环20，元10，剖16，1井，其下伏延长统地层自西向东为长10，长3和长2，显示当时西部抬高，剥蚀较深。

二级河流：河床宽3~10km，长40~100km，盆地内有东北西南向的庆西古河，直罗古河和西北东南向的宁陕古河，其下伏层分别为长3，长1和长2沉积砂层厚50~150m。

三级河流：河床宽2km左右，长7~20km，分布在各高地斜坡区的残丘之间低洼地带，流入一、二级大河，沉积砂层厚度20~50m，侏罗系河道砂油藏的分布与这级河流关系极为密切。而位处宽深古河床中古残丘上的油藏，则具有广阔而充足的边、底水。

盆地内边、底水能量充足的油藏为侏罗系延安组延10期河流相沉积，油层埋深1500m，位处古地貌，古水系有利地区，为延10期古高地斜坡前沿一、二级大河交汇处，如华49区位于午岭高地斜坡前沿，甘陕古河与庆西古河交汇处的油藏；吴旗油田位于靖边高地斜坡前沿甘陕古河与宁陕古河交汇处；元城油田位于姬塬高地斜坡前沿甘陕古河与宁陕古河交汇处的元城鼻褶带（图1）。这些相邻的一、二级古河宽而深，底水油藏油砂体宽度小于河床砂体宽度的十分之一，故周围有广阔的水体，这是一种由古地貌决定的独有的地质条件所给定的。

（二）研究油藏构造特征，搞清纵向上油水分布

油藏的构造因素控制着油层有效厚度的变化，油藏内油水分布和油藏边界。研究油藏构造特征，搞清纵向上、平面上油水分布，对部署开发井网，安排钻井顺序，提高钻井成功率作用很大。

油气聚集的场所。侏罗纪早期沉积厚达200m的砂砾堆积又将沟谷填平补齐，而且上覆着河流砂岩及河湖沼泽相的泥砂淤积层（延安组中上部煤系地层），形成一个新的盖、储条件好的成油组合。这种下生上储的组合，对油气运移、储集和分布极为有利。延长统顶部侵蚀面和富县期深切河谷是油气运移的通道。不同地区侵蚀河谷下切延长统层位不同，油气富集程度不同。

综上所述，延长统顶面侵蚀古地貌控制着盆地油藏沉积构造特征及油气运移、储集、富集的规律，亦表现为令人感兴趣的高地，斜坡、丘陵、平原，河流的古地貌景观控制着小型

陕甘宁盆地内绝大多数油藏形成于古地貌背景上局部压实构造中, 这些局部压实构造经区域西倾单斜的改造, 多表现为鼻状隆起, 一般以岩性控制为主的岩性构造油藏, 其特征是:

油藏构造隆起幅度低, 闭合度小, 倾角缓, 底水厚度大。

构造形态多为鼻状隆起, 长5km左右, 宽3km左右, 相差不大。隆起幅度30m, 闭合高度10~20m, 闭合面积1~5km², 两翼倾角0.7~5度(表1)。

表1 天然能量开发油田的构造要素表

油 田 (区块)	构 造						备 注
	长 (m)	宽 (m)	隆起幅度 (m)	闭 合 度 (m)	闭合面积 (km ²)	倾 角 (°)	
元城	5	东高点3.9 西高点1.4		18.8 4.6	5.8 1.9	0.7~0.9	南北 东西
华49区	6	2~3	30	1.0 7.0	2.0 0.9	1~1.5	
城55区	10	6~7	32	7	11.6		
吴133区	4	1.0		东高点 8.0 西高点10.0	1.0 0.3	1.3 1.72	
吴135区	4.5	2.0				<1.0	
城63区	9	7	22	16	7.1	1.0	
玄马区	4.8	1.7	29	14	8.1	1.0	

由于储层厚度比构造闭合度大的多, 因此油藏下部有巨厚底水, 属底水油帽。华49区底水最厚达80m, 平均厚44.2m, 元城油田底水最厚36.2m, 平均15.51m。

储层内流体分布复杂, 纵剖面上呈现油层、油水层与水层的三叠序列(图2), 油水分布除了在宏观上受构造因素控制外, 岩性影响也非常明显, 由于储层岩心亲水, 孔喉大小混杂, 喉道半径小, 毛细管作用强烈, 油水过渡带较大, 用克里金技术作电测解释视含油饱和度等值图, 以含油饱和度69%等值线以内油井产纯油为纯油区; 含油饱和度小于69%, 大于58%范围内油井油水同产为油水过渡带。含油饱和度等于58%时, 油井产纯水, 这一点的位置为油水界面。可以看出, 平面上油水过渡带是比较大的(图3¹)。

从自然伽马比值图和油藏构造图, 油层等厚图叠加看出(图3²3³3⁴): 油藏内部构造位置高, 岩石泥质含量少, 为纯油区, 油层厚度大, 而向外构造位置变低, 泥质含量增加, 油层厚度变小。

(三) 研究储层沉积相特征, 搞清储层隔层分布和油水接触关系

沉积相是沉积环境和在其中形成的沉积物的特征的综合。它包括自然地理、气候、构造、物源条件及岩性、古生物地化条件等。因此根据岩性组合特征可以区分不同的沉积岩体。

小型边底水砂岩体属河流相沉积, 从薄片粒度资料看, 河流相沉积特征明显, 在概率图上

产油井 × 出水井

含油饱和度(%)

S₀ 值/井号

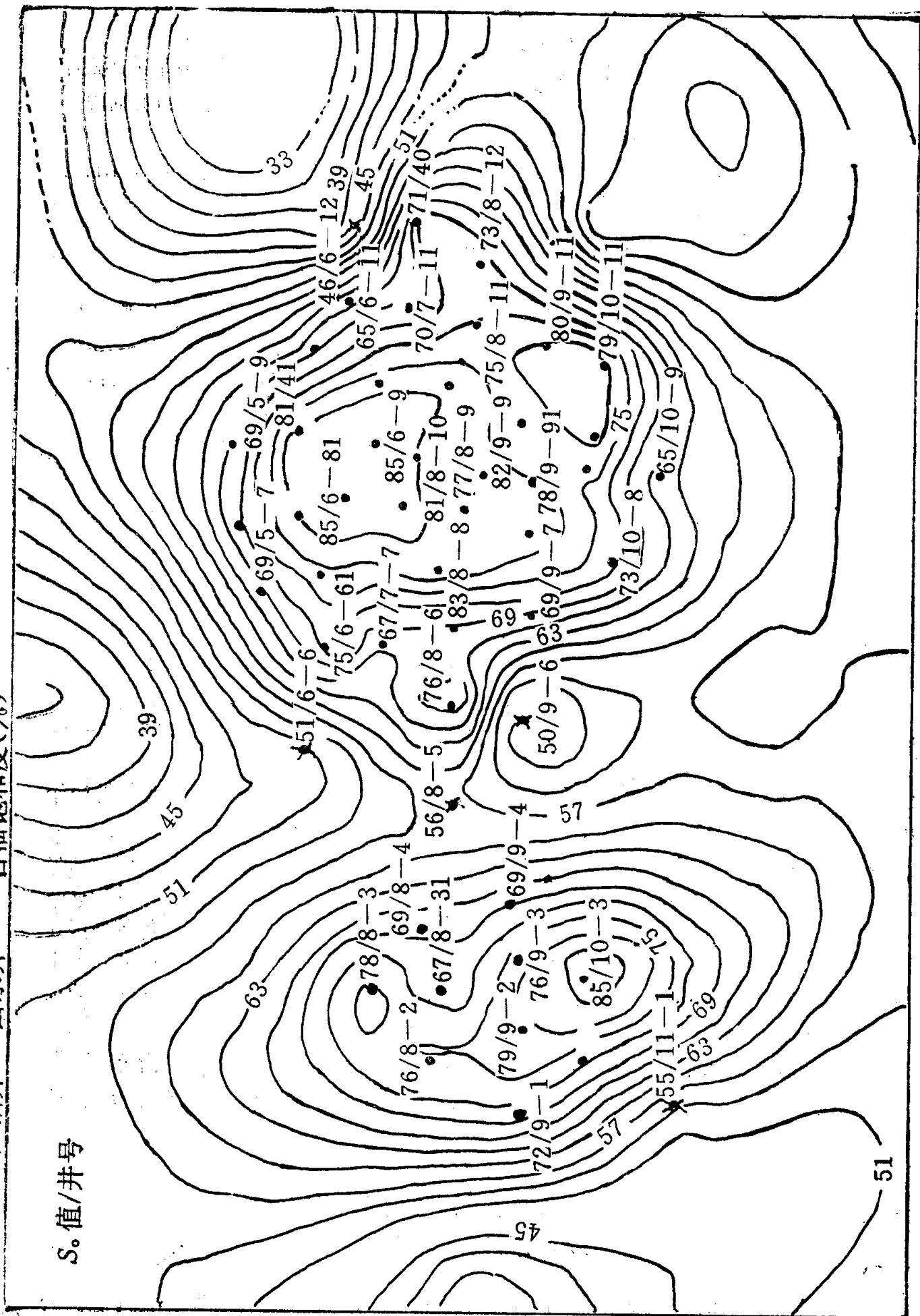


图3¹ 含油饱和度等值图

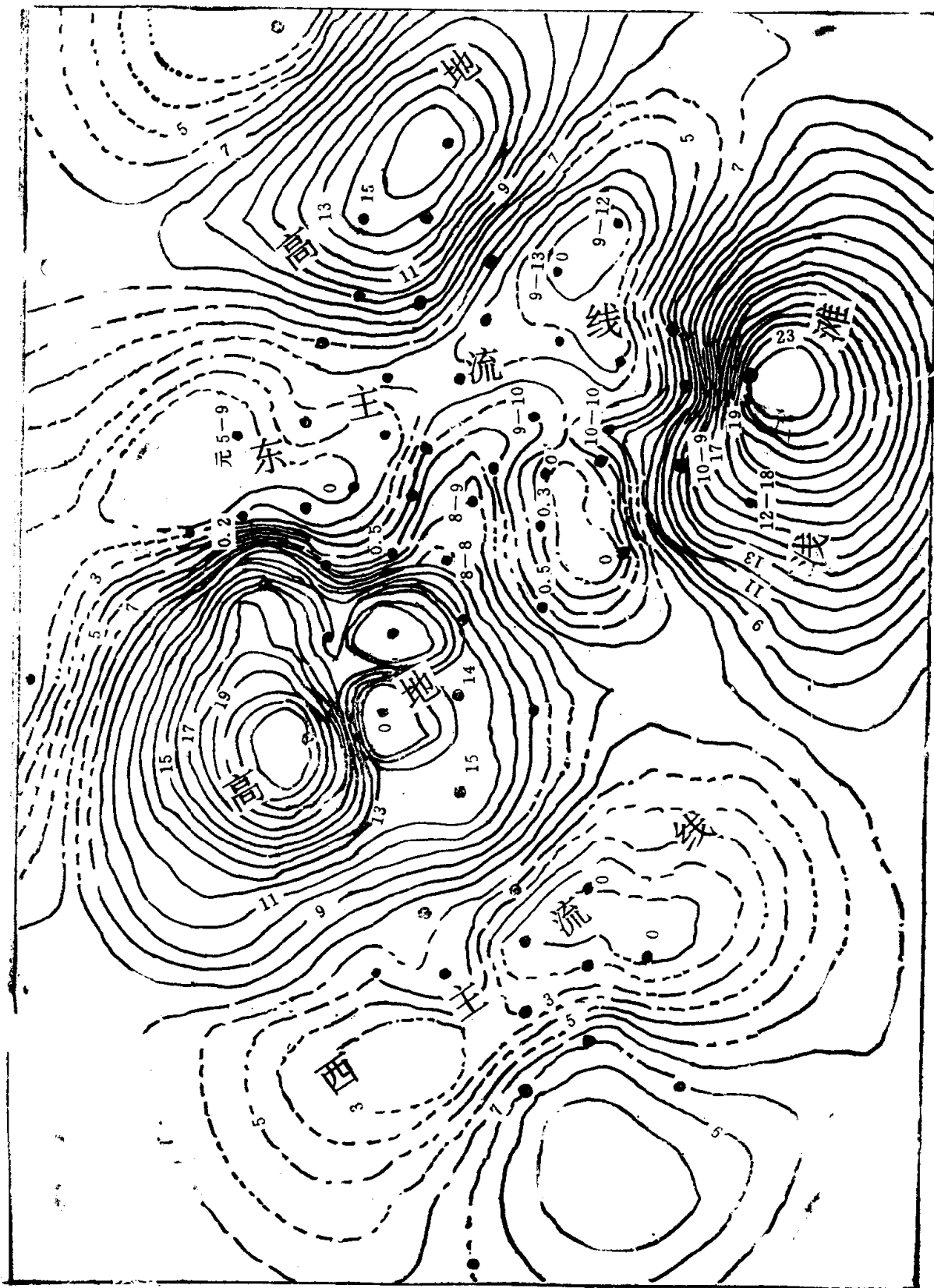


图3² 自然伽马比值图

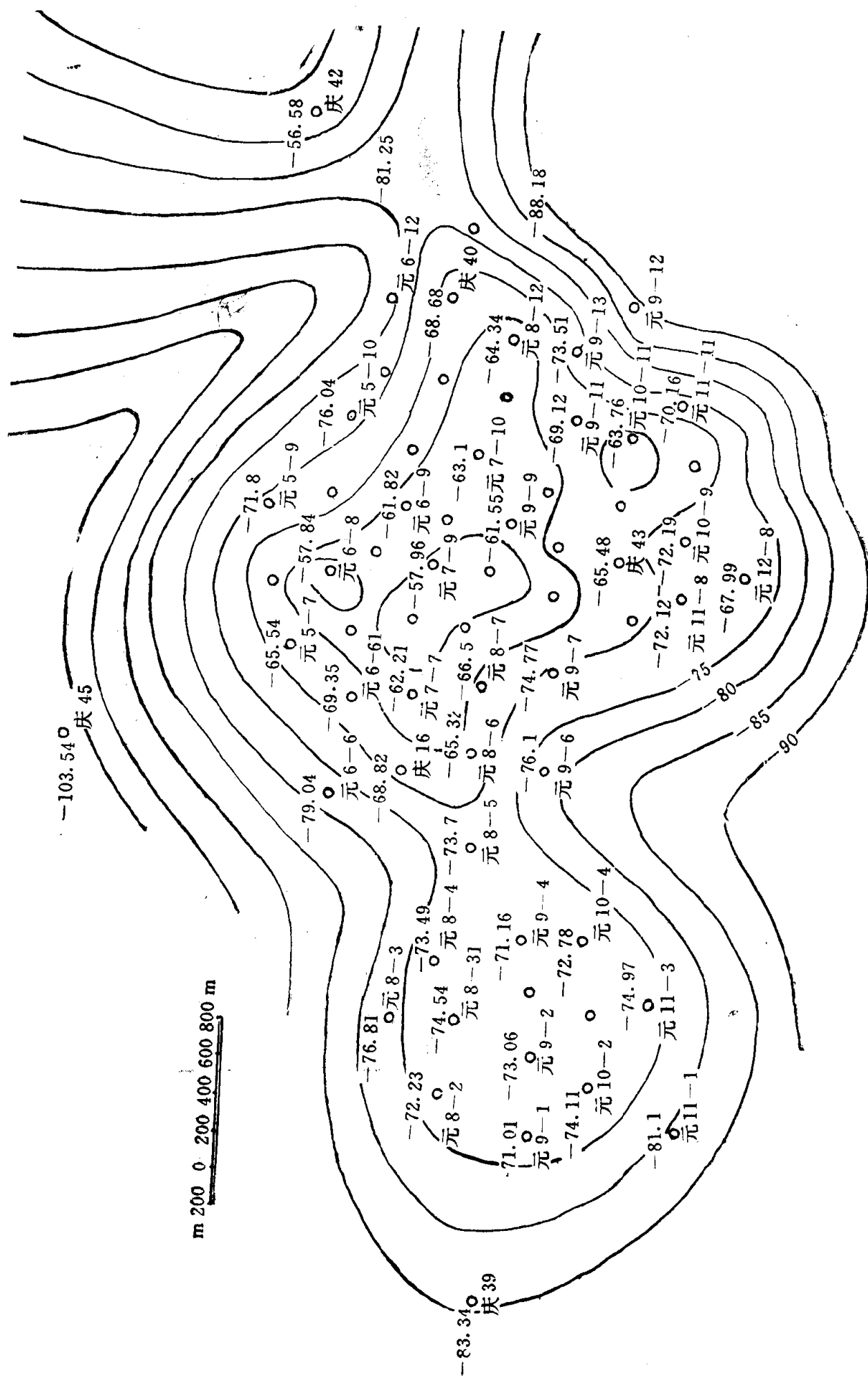


图3³ 元城油田延10顶构造图

颗粒分布呈二段式，无滚动部分，跳跃组份占68~76%，杂基含量相对较低（图4）。

河流的形态不同，形成的沉积岩体沉积相不同。河流形态可分平直流河，曲流河，辫状河流，前二者多形成边滩相沉积，后者多形成心滩相沉积，陕甘宁盆地南部靠人工注水的砂岩油藏多属边滩相沉积储层。

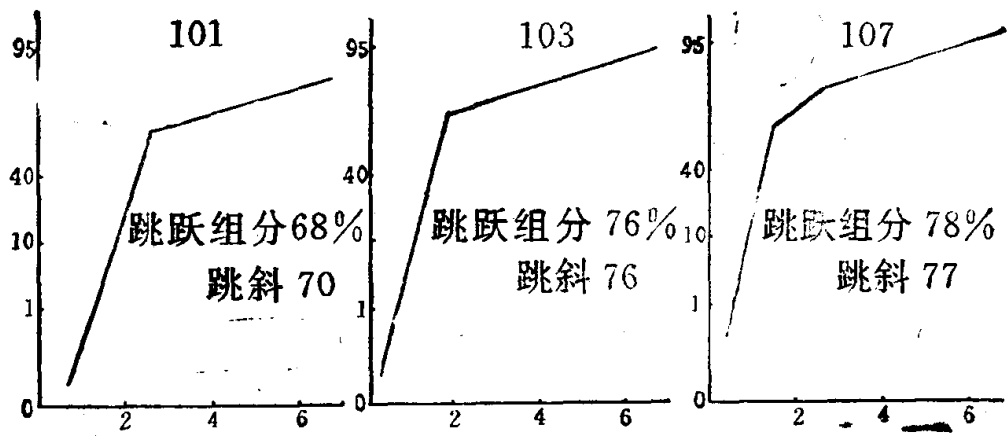


图4 华40-13井筛析粒度概率图

依靠天然能量开发的小型边底水砂岩油藏，储层为河流心滩相沉积块状砂体，隔层少而不稳定，油体与水体连通好。

天然能量充足的延10层边底水油藏为宽广古河床中心滩相沉积，由古河床中古残丘和辫状河流形成，即在河道中间，周围有河流通过（见图5¹），为强水动力条件下沉积的巨厚砂岩，河道主体砂岩厚80~110m，砂岩体在平面上呈舌形或椭圆形，剖面上有明显的正旋迴结构，底部为含砾粗砂，中上部为粗砂、中细砂岩。由于后期河流的冲刷作用，前期河流沉积的细砂泥岩多被冲掉，缺少边滩相沉积的这一部分，沉积旋迴间界面很不规则，掘蚀再

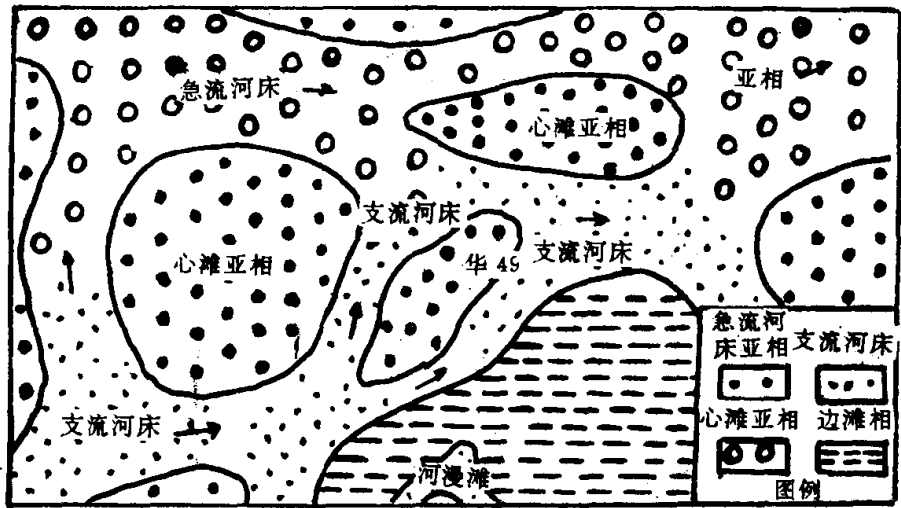


图5¹ 城华地区中早侏罗世延10期岩相图

填充构造很普遍。故纵向上泥岩隔层少，砂体呈块状而可分性差，砂体内层理结构与边滩相一致，底部是大型交错层理，上部是由中细砂构造的沙波层理，顶部是悬浮的粉砂，粘土物质沉积形成的水平层理（见图5²）。

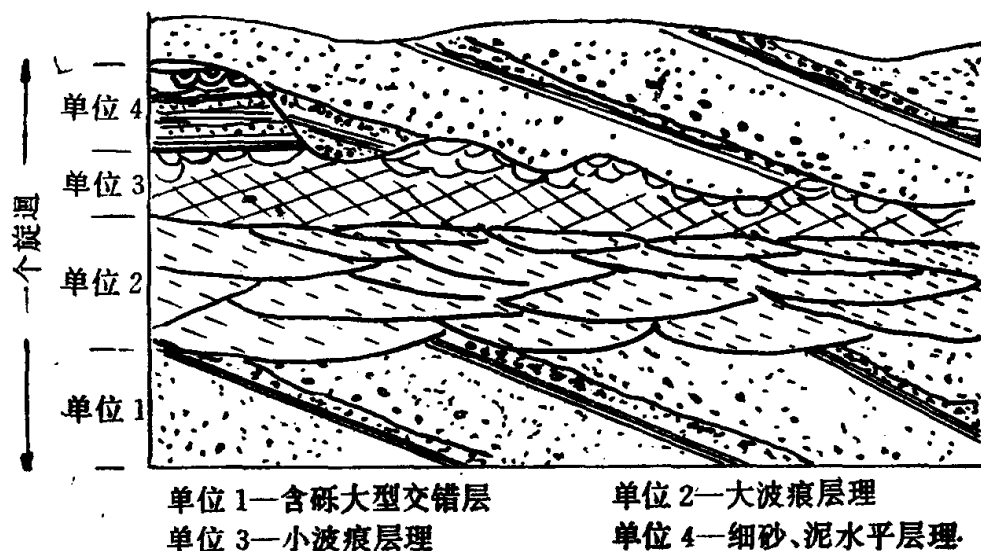


图5² 辫状河心滩相沉积的垂向层序示意图

油层平均厚度7.6~10m, 从现场取心观察, 油层底部岩心有明显遭受水氧化的痕迹, 岩心呈麻斑状, 反映当时水体异常活跃, 岩体同周围水体连通较好。根据油层与底水接触关系, 将储油层分为三种类型 (图6):

I类: 油层与底水直接接触, 这类井数和储量分别占62%和52%以上;

II类: 油层内有薄夹层存在, 井数和储量分别占24.3%和37.1%;

III类: 油层与底水之间有泥岩或砂质泥岩隔夹层, 隔层厚2~3m, 延伸不到两个井距即尖灭 (图2), 这类储量占10.7%。

由此可见边底水油藏以I类油层为主, 纵向上油层与底水连通程度较高, 华49区达72.2%, 吴135区高达90.4%。

油层物性相对较好 (表2), 平均孔隙度15.5~18.2%, 空气渗透率 $53.7 \sim 403.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 垂向渗透率与水平渗透率之比为2/3 (图7、8), (大港羊二庄油田水平渗透率 $4.987 \mu\text{m}^2$, 垂向渗透率 $4.125 \mu\text{m}^2$), 变异系数0.7~0.8, 非均质系数5.07~6.4。上述情况说明: 连通好, 可以促使底水能量供给, 隔层存在和垂直渗透率较小, 则对底水锥进起抑制作用; 从平面上看, 油层内外渗透率差异不大, 仅差5倍左右, 而马岭油田中一区注水开发的延10²层, 内外差达20倍, 说明天然能量开发的砂体与四周广阔水体连通好。

(四) 开展储层孔隙结构研究, 搞清储层微观结构特征

储层孔隙结构特征影响着储层孔隙度、渗透率和油水饱和度的大小, 也影响着油、水分布和油、水运动规律, 微观驱油机理及油藏采收率。

该油层储集空间大小混杂, 储层岩石以灰白、灰褐色细—粗长石石英砂岩为主, 石英含量一般都在65~74%之间, 胶结物以水云母、高岭土为主, 局部含钙质, 胶结类型为孔隙

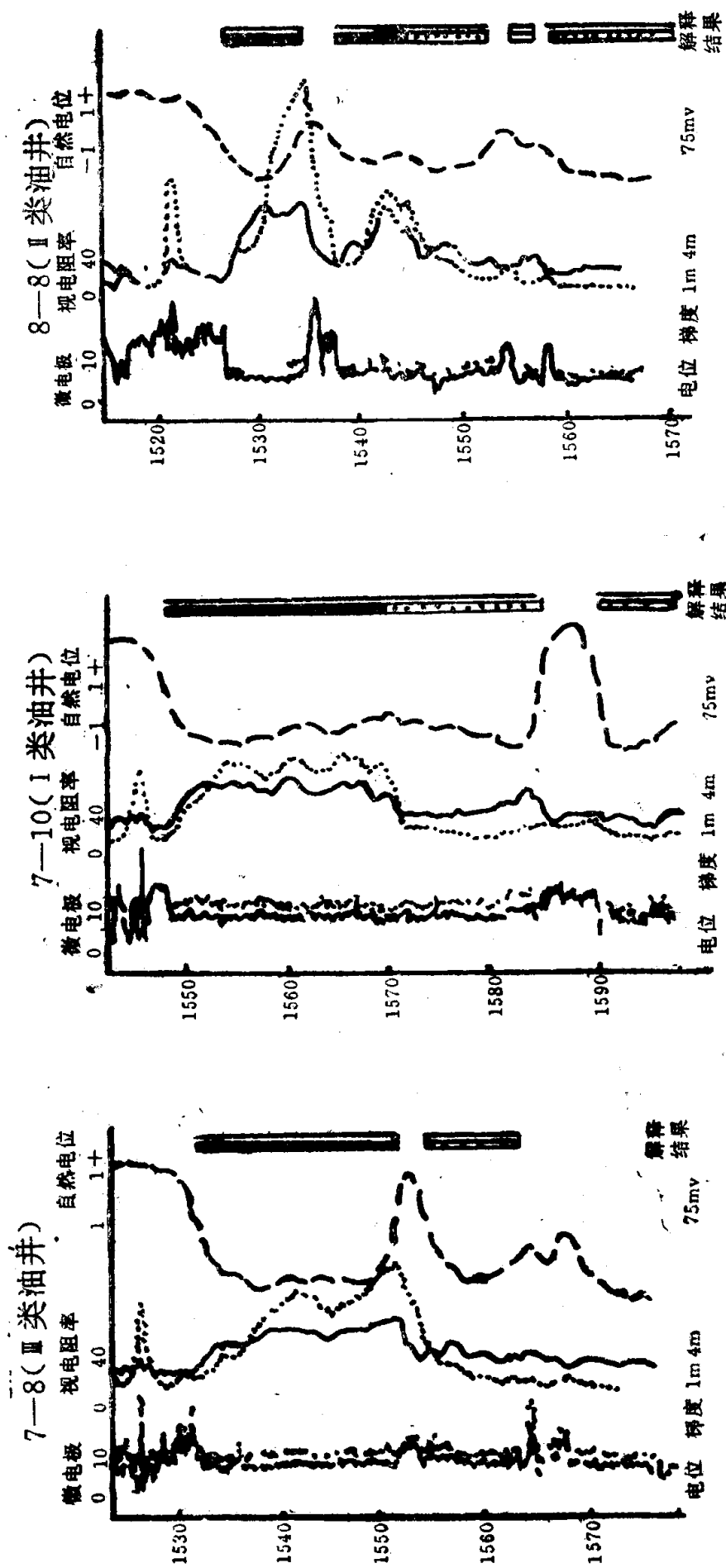
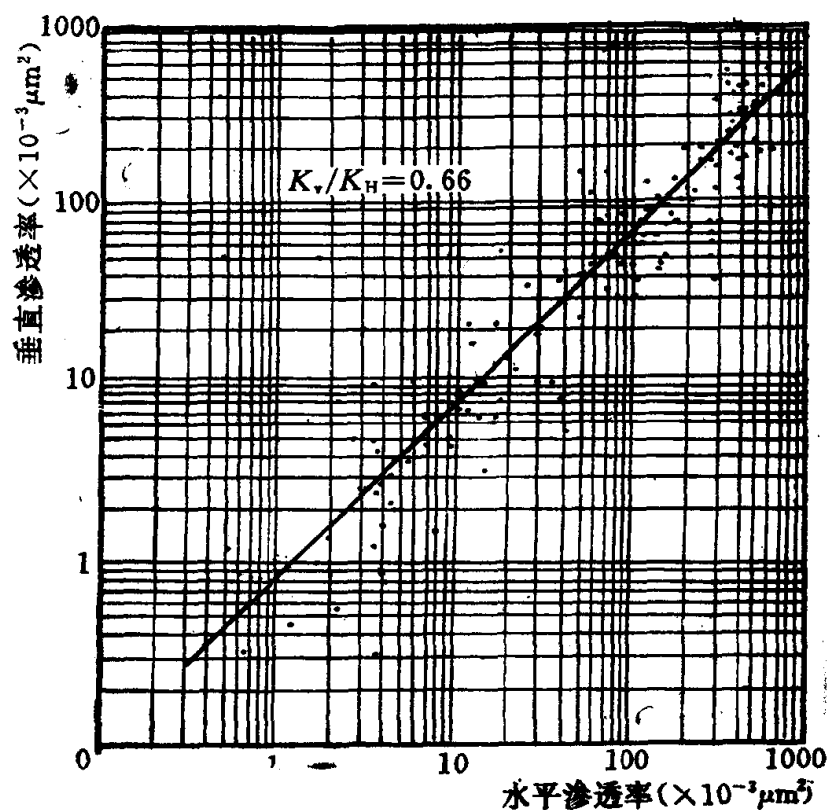
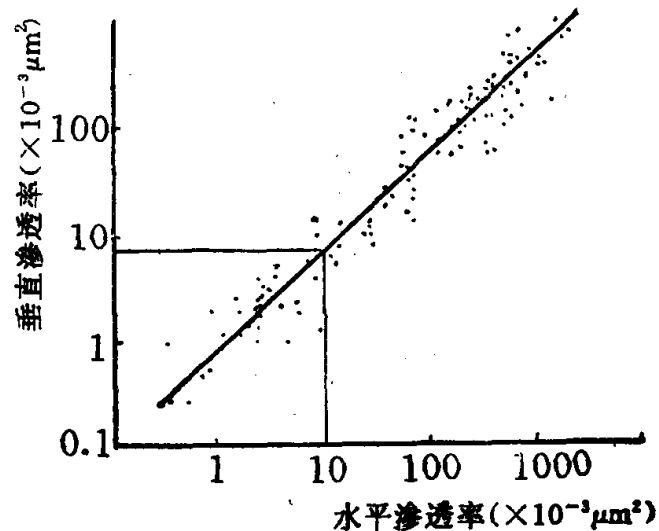


图6 元城油田油井分类图

表2 油层物性数据表

油田 (区块)	含油 面积 (km ²)	地质 储量 (10 ⁴ t)	油井 井数 (口)	平均油 层厚度 (m)	油层物性		渗透率 变异系数	非均质 系数	$\frac{K_{\text{垂}}}{K_{\text{水}}}$	平均孔径 (μm)
					孔隙度 (%)	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)				
元城	8.0	691	55	9.9	17.3	227.1	0.72	6.4	0.68	38.4
华49区	7.7	322	38	7.6	16.0	146.6	0.74	5.07	0.66	54.94
城55区	2.4	55	10	5.6	16.8	254.1	0.7			
吴133区	5.6	364	19	7.5	18.2	403.1	0.69		0.57	
吴135区	3.8	198	14	6.7	17.9	264.2	0.75			
城63区	3.1	64	13	5.2	16.4	90	0.8			
玄马区	3.5	129	14	5.03	16.1	91.5	0.88			

油田 (区块)	平均喉 道半径 (μm)	汞注入率 (%)	退汞效率 (%)	排驱压力 (MPa)	最大喉 道半径 (μm)	视孔 喉比 (μm)	中值半径 (μm)	均值 (μm)	分选系数 (sP)	歪 度	$\frac{r_{2.5}}{r_{7.5}}$
元城	7.29	88.6	22.9	0.365	29.5	3.37	4.46	7.6	2.5	0.832	43.4
华49区	8.85	82	25.1	0.017~0.07	37.5	2.3	3.0	9.6	4.7	0.92	23.3
城55区	5.19~9.22			0.02~0.16							
吴133区	3.05	85.9		0.051							
吴135区	1.59	91.05		0.07							
城63区											
玄马区	7.49		30.31	0.518							

图7 华49井区延10油层水平渗透率
——垂直渗透率关系曲线图8 元7—8、元10—9井垂向渗透
率与水平渗透率关系图

型，在岩样薄片可见到有孔隙被重质沥青充填（多为油水过渡带岩心），石英次生加大普遍存在，但加大程度较马岭油田低。

油层粘土矿物的X射线衍射分析：粘土含量在50%以上，其中伊利石占20%~45%，高岭石50%左右，伊利石与蒙脱石混层矿物20%左右，还含有7%绿泥石（华11—31井）。电镜观察表明：粘土形态多以膜状、桥状、斑状为主的伊利石，以薄膜式胶结在岩石颗粒表面，或以架桥式横跨在孔隙之中（图版1），由于水云母含量较大，使油层有效孔隙度减小，而且经人工注水后，通过电子扫描照片可见丝状分裂的伊利石被流体迁动成一堆乱草状（图版2），油层的这一特征预示着用边底水驱动优于人工注水。

储层以高岭土结晶好的岩心粒间孔比较发育，占总孔隙70%左右；溶蚀孔占14%，其中粒间溶孔6%，长石溶孔5%，岩屑溶孔1%，碳酸盐溶孔1%；晶间孔8%，微裂隙1%。

铸体薄片分析资料（表3）表明，油层岩石的最大孔隙直径在164~630 μm 之间，平均孔隙直径50 μm 左右，面孔率3.6%~11.7%，平均8.7%，孔隙分散度在25.9~90.3之间，上部分散度小，下部分散度大，造成油水分布复杂，油水过渡带大。

储层喉道分布为粗歪度，孔隙分布为细歪度，渗透率贡献值主要由大孔喉提供（图9、10、1），由于石英次生加大和机械压实等成岩作用的结果，砂岩粒间孔隙明显缩小，为数众多的细喉道被堵塞，使部分粒间孔隙处于孤立状态（图版1、2）。储层孔隙结构均比马岭油田差，孔喉分布复杂，分选差，为大孔粗喉和小孔细喉交错分布（图版3、4），压汞曲线及参数表明：

表3 延10层铸体分析资料表

样 号	井 深 (m)	线密度 M	平均孔隙直径 (μm)	分散度 (σ)	面孔率 (%)	最大孔隙直径 (μm)
101	1372.59	1.32	54.94	32.25	7.24	291
3—21	1372.79	1.05	55.72	43.57	5.86	339.5
102	1374.38	1.35	57.83	38.93	7.80	252.2
4—9	1374.58	1.09	52.35	44.33	5.69	339.5
4—24	1375.88~1375.98	1.07	71.95	52.37	7.68	504.4
103	1376.88	1.03	50.27	32.98	5.19	194
4—35	1377.08	0.95	48.08	36.14	4.55	310.4
104	1378.17~1378.37	1.60	49.08	25.90	7.86	164.9
105	1379.15	1.30	63.27	49.02	8.23	339.5
5—12	1379.35	1.61	50.15	40.64	8.07	339.5
106	1380.6	1.35	86.15	90.30	11.62	368.6
5—25	1380.8	1.18	57.62	47.14	6.83	291
6—6	1383.44	0.67	75.89	55.77	5.09	533.5
6—7	1383.64	1.40	70.03	59.74	9.84	630.5
7—8	1384.68~1384.88	1.31	82.68	62.53	10.87	388