

东濮凹陷低渗致密砂岩成因与深层气勘探

袁政文

(中原油田勘探开发研究院, 河南濮阳 457001)

东濮凹陷深层天然气储层为深水湖底扇沉积。在埋藏成岩作用过程中经历了异常高压条件下的成岩变化。由于上覆封隔层的屏蔽作用, 溶蚀的物质不易迁出, 来自泥岩粘土矿物演化析出的 Si^{4+} 、 Fe^{2+} 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等离子, 就近发生了强烈的含铁碳酸盐沉淀、交代作用和石英的次生加大作用。砂岩的孔、渗率急剧降低, 粒间、粒内溶孔和微孔隙成为深层天然气聚集的主要储集空间。这类储气层具有(1)高毛细管压力, (2)高含水饱和度, (3)高压敏感性 and (4)高的非均质性。必须加强地质、地球物理和钻、完井工艺的系统研究, 方能提高勘探的成功率。

关键词 东濮凹陷 深层气 成岩作用 致密砂岩

作者简介 袁政文 男 37岁 工程师 石油与天然气地质

东濮凹陷是第三纪断陷式含油气盆地, 目的层埋藏深, 油气成熟度高。地化资料研究表明, 深部地层(大于4000 m)目前仍处于大量生气阶段。在凹陷两侧的洼陷部位, 巨厚的沙三段生成并聚集着相当规模的天然气, 用圈闭法估算约占潜在资源量的60%以上。由于为低渗致密储层, 用常规方法勘探收效甚微。因此, 深入开展储层成因、特征研究, 为井位部署、钻井、完井和增产措施设计提供确切的地质依据是至关重要的。

一、砂岩特征

(一) 沉积特征

东濮凹陷沙河街组沉积时期为干旱、半干旱气候。此时为凹陷强烈断陷期, 湖盆与周围物源区地貌高差大。多物源、小物源、事件性洪水携带泥沙入湖形成湖底扇、扇三角洲, 以及叠覆于正常河流三角洲之上的洪水型三角洲沉积。这些砂体侧向相互交错, 垂向呈砂泥岩薄层(小于5 m)频繁交互。由于这些砂体多与洪水有关, 入湖的水道砂岩微相发育, 成为深层油气的主要储层。水道间漫溢、远砂坝及前缘席状砂, 由于灰泥质含量高, 层薄, 经深埋压实胶结, 物性往往更差。

沙河街组物源以古生代、中生代砂泥岩和灰岩等为母岩, 除凹陷边缘很窄的(扇根)含砾砂岩粗相带外, 整个凹陷全部为结构成熟度差一中等的长石石英细、粉砂岩。由于盐湖环境和灰岩物源的影响, 碳酸盐填隙物含量普遍较高(5%—20%), 多以灰泥杂基, 粒状、嵌晶状方解石胶结及白云石、铁方解石、铁白云石交代为特征。

细粒、薄层、透镜体分布和高碳酸盐矿物含量，反映了低渗透致密砂岩的沉积特征。

(二) 成岩环境及孔隙演化模式

地层测试 (RFT) 和试油 (气) 获得的原始地层压力资料表明，埋深 3300 m 上下为一压力突变带。浅于这一深度段的地层为正常静水压力系统，压力系数约 0.95—1.10；大于此深度，由于上覆泥岩欠压实带和盐膏层等致密岩层的封隔作用，以及高峰成烃和地热增温作用，导致异常压形成，压力系数大于 1.2—1.7 (图 1)。此界限上下由于温度、压力差异，引起流体流动机理不同。压力突变带以上，为开放的成岩环境，之下为封闭的成岩环境。

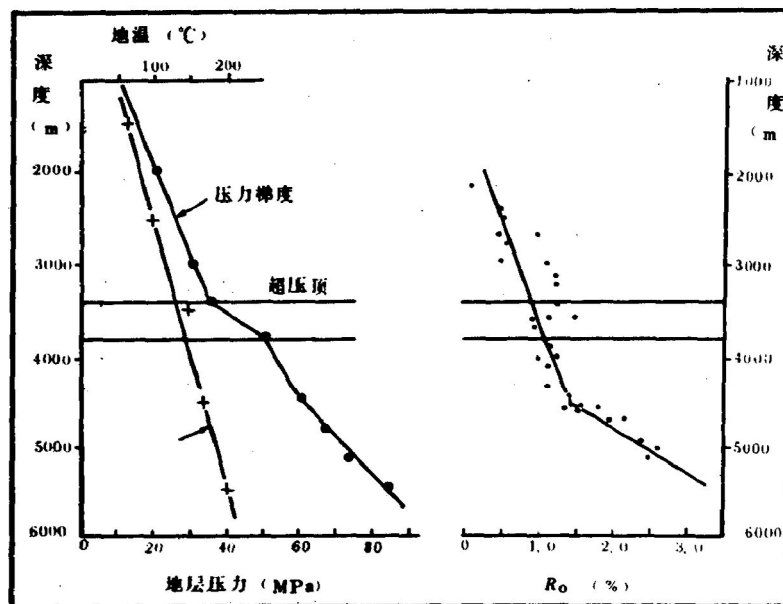


图1 杜寨地区地层压力、镜质体反射率剖面图

1. 浅部正常水文系统的开放成岩环境

该环境水文地质系统为正常静水压力，一般向下延伸到 3300 m 土，地温约为 120℃。这与 Hunt^[1]提出的世界大多数含油气盆地封闭流体系统的顶界 (3048 m) 相当。这一世界普遍存在的地质现象，张义纳^[2]解释为受地温场影响的成岩过程中，物质再分配形成一层 (或多层) 致密异常岩层的封隔作用。在这一成岩环境中，孔隙流体沿渗透单元向上或侧向循环，压实水、成岩矿物转化和有机质脱羧等改变着同生水的性质，主要的成岩变化有上覆载荷的机械压实作用，黄铁矿、方解石和局部沸石类矿物的胶结作用使原生孔隙大量减少。早成岩阶段细菌降解和中成岩阶段有机质热解脱出大量的酸性水，对砂层的溶蚀作用产生大量粒间、粒内溶孔，补偿了压实、胶结作用对孔隙度的降低。伴随溶蚀作用，有高岭石沉淀和石英次生加大；局部孔隙水酸力减弱，有铁白云石、铁方解石交代作用发育 (图 2, 3)。薄片鉴定资料和物性统计资料表明 2500 m 以上以原生孔隙为主，2500—3300 m 是全区普遍存在的次生孔隙发育带。

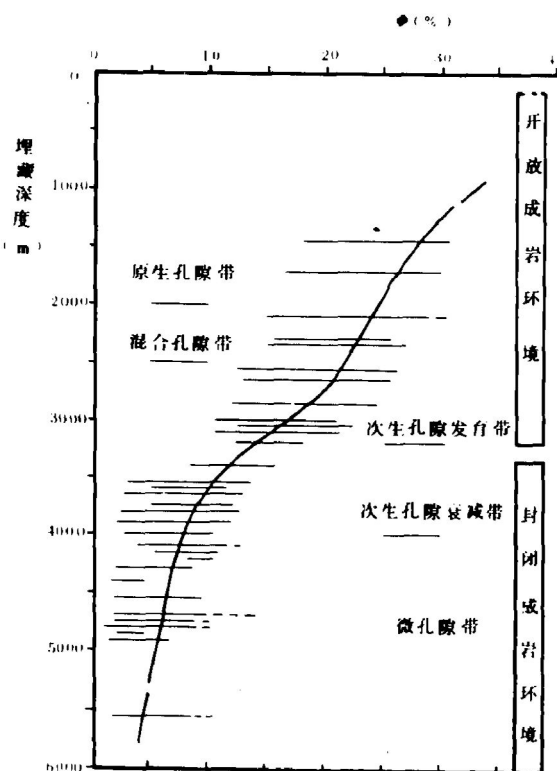


图2 东濮凹陷砂岩孔隙度与深度、
成岩环境关系图

2. 深部异常高压水文系统封闭成岩环境

由于上覆封隔地层的屏蔽作用,孔隙流体流动受限,虽然高的流体压力减缓了上覆载荷压实作用对孔隙的减小;但又因高温下($t > 120^{\circ}\text{C}$, $R_o > 0.75\%$)有机质热解脱出的羧酸裂解使酸力减弱*,以及溶解的物质又不易迁移搬运,来自泥岩粘土矿物演化排出的 Si^{4+} 、 Fe^{2+} 、 Mg^{2+} 、 Ca^{2+} 等离子,通过流体的压实流动而带入砂岩^[3],这种弱酸性(本凹陷深部地层水 $\text{pH}=5.2-7.1$)环境利于石英次生加大,高的地温使含铁碳酸盐交代作用发育,次生孔隙增加量小。由于以上原因,埋深进入3300m以下,砂岩孔隙类型以粒间、粒内溶孔和微孔隙为主,孔渗率急剧降低。

3. 砂岩孔隙演化模式及纵向分带

根据各种成岩事件发生、发展的先后顺序,粘土矿物、有机质热演化规律及温度、压力梯度等综合分析,建立了东濮凹陷沙河街组砂岩成岩作用和孔隙演化模式(图3)。

由图3可以看出,机械压实作用,碳酸盐矿物胶结、交代作用,石英、长石次生加大作用和自生粘土矿物、石盐等充填作用使

原、次生孔隙减小。与有机质热演化及矿物间无机反应^[4]有关的溶蚀作用使孔隙增大。这些成岩事件在埋藏过程中受到成岩环境的影响,形成了有规律的成因联系,控制着砂岩储层孔隙的演化。本区第三系砂岩储层纵向上可分为五个孔隙带(表1)。

表1 砂岩储层孔隙纵向分带特征表

成岩阶段	早成岩阶段	中成岩(早)期	中成岩(中)期	中成岩(晚)期	晚成岩阶段
深度(m)	<2000	2000—2500	2500—3300	3300—4200	4200—6000
孔隙带	原生孔隙带	混合孔隙带	次生孔隙发育带	次生孔隙衰减带	微孔隙带
孔隙类型	粒间孔	粒间孔、粒内溶孔	粒间、粒内溶孔	残余粒间溶孔、粒内溶孔	粒间微孔隙
孔隙度(%)	25—35	20—30	20—25	10—18	3—14
渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$)	200—1500+	100—1000+	10—500+	0.1—10+	0.001—1+
油气产能	中产能	高产能	中高产能	中产能	天然气,低产能

* Surdam R C等. 渐进埋藏期间的有机-无机反应: 孔隙度和渗透率升高和保存的关键. 张金亮译. 国外油气勘探与开发, 1987, (1): 7—25.

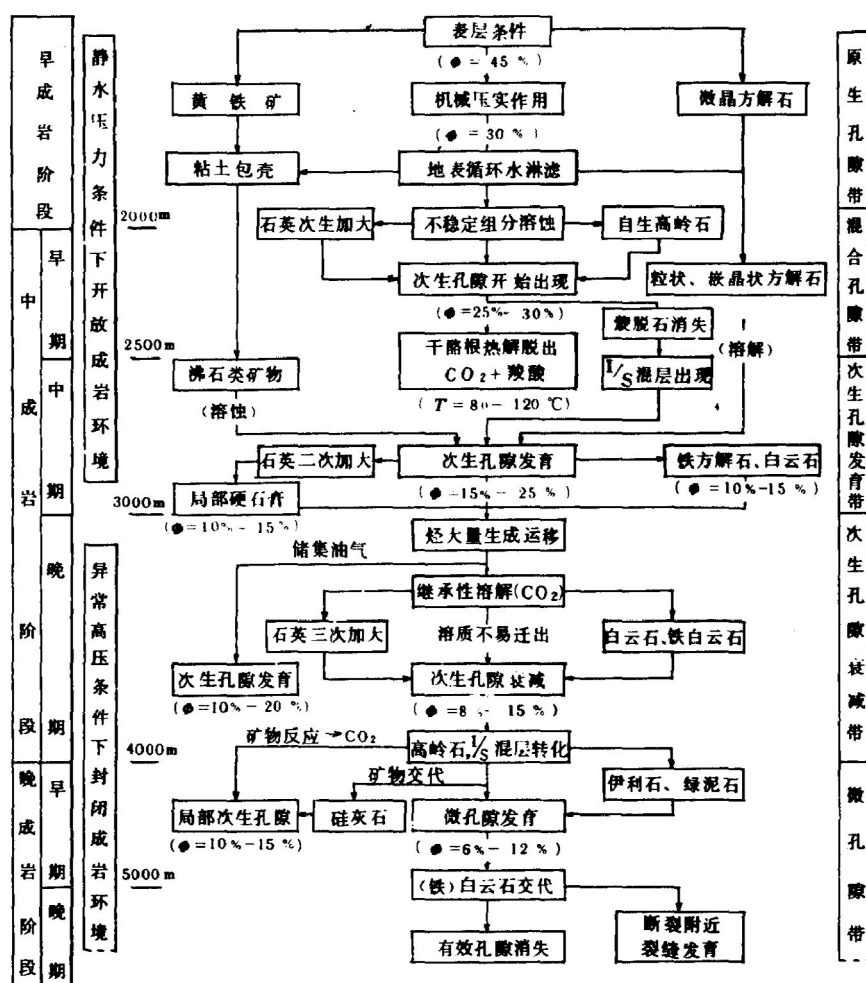


图3 东濮凹陷(E)砂岩成岩和孔隙演化模式

二、成岩事件

(一) 机械压实

本区沙河街组物性统计表明, 压实作用的程度可随塑性物质含量增加而增强。对不同深度砂岩碳酸盐含量小于6%的样品孔隙度回归得出关系式:

$$\phi = -1.17 \times 10^{-2}h + 41.30 \quad (\text{粘土杂基} > 15\%) \quad (1)$$

$$\phi = -1.03 \times 10^{-2}h + 42.25 \quad (\text{粘土杂基} = 10\% - 15\%) \quad (2)$$

$$\phi = -0.79 \times 10^{-2}h + 43.70 \quad (\text{粘土杂基} < 10\%) \quad (3)$$

式中 h ——深度(m); ϕ ——孔隙度(%). 埋深每增加100m, 高含杂基的砂岩孔隙度因机械压实作用减少约1.03%—1.17%; 净砂岩孔隙度减少约0.79%。如不考虑胶结作用的影响, 埋深超过4000m, 机械压实作用使本区砂岩孔隙度孔隙度降到12%以下。

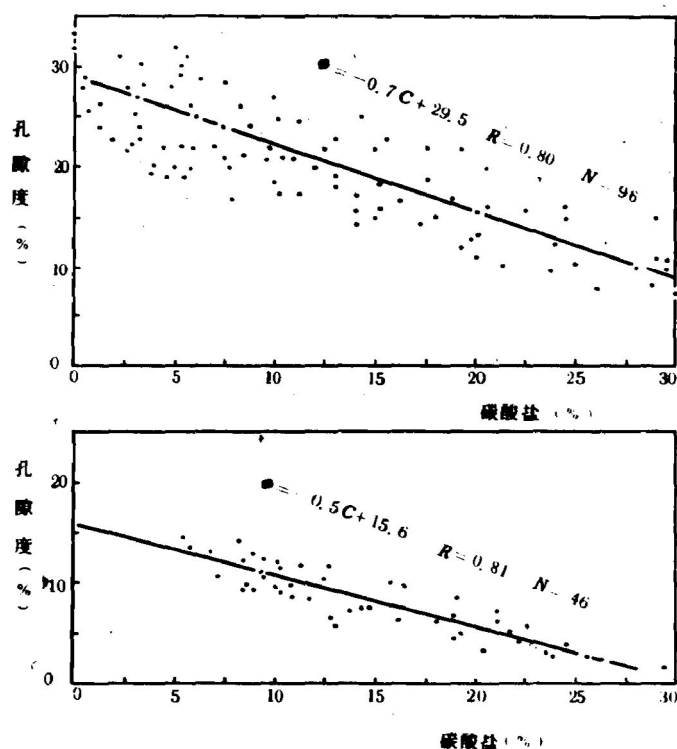


图4 砂岩中碳酸盐含量与孔隙关系图

—孔隙度 (%), C—碳酸盐 (%), R—相关系数, N—样品数

(二) 碳酸盐胶结、交代作用

碳酸盐的胶结、交代占据了粒间和粒内孔隙,堵塞了孔隙喉道,使砂岩孔渗性降低。对本区不同深度段碳酸盐含量与孔隙度回归表明(图4),中浅层砂岩碳酸盐胶结物每增加1%,孔隙度约降低0.7%;深层封闭成岩环境砂岩碳酸盐胶结物每增加1%,孔隙度约降低0.5%。在深层封闭成岩环境中,碳酸盐含量达10%以上时,足以使砂岩孔隙度减小到10%以下。

(三) 石英次生加大

本区沙河街组砂岩石英次生加大普遍发育,镜下鉴定一般有2—3期,含量约为1%—3%。石英次生加大对孔隙度减小甚微,但对渗透率降低是灾难性的。多次加大作用缩小了粒间孔隙之间的连通喉道,使较粗的管状喉道变成片状甚至堵死,严重阻碍了流体流动。

此外,硬石膏、石盐和粘土矿物等皆是本区深层常见胶结物,虽其含量较低(小于5%),但不同程度地对低渗致密砂岩的形成起了一定作用。

三、低渗致密储层特征及深层天然气勘探

(一) 低渗致密储层类型

袁政文等^[5]根据东濮凹陷深层天然气储产特征,提出在常规条件下能获得低产工业气流的砂岩储层为低渗储层,渗透率为 $1 \times 10^{-3} - 10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;需经大型水力压裂获工业气流的砂岩储层为致密储层,其渗透率上限为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。依其孔隙结构特征进一步细分为致密、很致密和超致密三类(表2)。

表2 东濮凹陷含气储层分类表

储层类型	常规储层		非常规储层		
	高渗透	低渗透	致密	很致密	超致密
渗透率 ($10^{-3} \mu\text{m}^2$)	>10	1—10	0.1—1	0.02—0.1	0.001—0.02
孔隙度 (%)	>15	12—15	10—12	8—10	3—8
平均喉道半径 (μm)	>1.2	0.5—1.2	0.2—0.5	0.1—0.3	0.05—0.1
产能特征	高产工业气流	中-低产工业气流	采取措施可获工业气流		有潜能(微量气)

(二) 低渗致密储层特征

深层低渗致密砂岩孔隙主要为粒间孔、粒间溶孔、粒内溶孔和微孔隙。孔径一般为 $2\sim 50\ \mu\text{m}$, 喉道半径小于 $0.5\sim 1.2\ \mu\text{m}$ 。压汞测出的孔隙比面数据进一步给出了这类储层孔隙结构的定量概念。孔隙比面是单位岩石重量孔隙壁表面积, 单位为 m^2g^{-1} 。显而易见, 当孔隙度相近时, 比面越大, 反映出孔隙个体小、数量多、结构复杂。但在孔隙度相差悬殊时, 二者就不易对比。采用

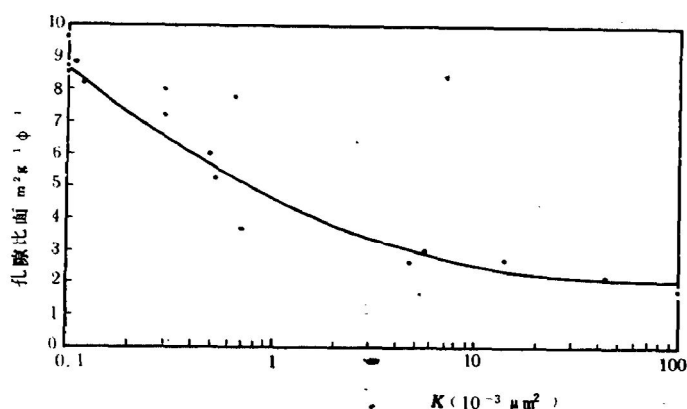


图5 砂岩孔隙比面与渗透率关系图

孔隙比面与孔隙度比值 $\text{m}^2\text{g}^{-1}\phi^{-1}$ 来定量描述孔隙结构的复杂程度与物性资料吻合很好 (图5)。致密砂岩孔隙比面大于 $4.6\ \text{m}^2\text{g}^{-1}\phi^{-1}$, 从另一侧面反映出致密砂岩孔喉细小, 整体结构复杂。由此形成低渗致密砂岩有如下非常规地质特征。

1. 毛细管压力大 低渗砂岩排出压力 $0.4\sim 1.0\ \text{MPa}$, $r_{\text{max}} \approx 1.5\sim 3.0\ \mu\text{m}$; 致密砂岩 $P_d \geq 1.0\sim 6.0\ \text{MPa}$, $r_{\text{max}} \leq 0.2\sim 1.5\ \mu\text{m}$ 。高的排驱压力在钻、完井和气层改造作业中容易发生液相吮吸, 造成“水锁”效应, 使气层窒息。

2. 含水饱和度高 高的孔隙比面造成高的束缚水饱和度。白18井密闭取芯资料分析得出, 低渗致密砂岩 $S_w \geq 40\%\sim 45\%$ 。高含水饱和度使地层状态下气相渗透率和充气孔隙度很低*, 进而造成气藏储量品位低。

3. 压力敏感性强 由于低渗致密砂岩孔隙喉道以片状形态为主, 在上覆地层压力下“闭合”, 使地下渗透率远小于地表测定值。实验资料表明, 砂岩样品起始点的渗透率值相当于地表条件下 (压力约 $1\ \text{MPa}$) 测出的常规值, 随着围限压力加大, 渗透率迅速减小, 当围限压力增加到 $40\ \text{MPa}$ 以上时, 渗透率值变化趋于稳定, 这时岩样的渗透率约为地表常规物性分析值的十分之一以下 (图6)。

4. 粘土矿物喉道充填、“桥接” 深层低渗致密砂岩中伊利石、绿泥石相对含量高, 且多充填生长于细小的孔隙喉道处, 不仅阻碍流体流动, 而且可能在试井作业中造成气层伤害。

5. 非均质性强 沉积作用形成宏观非均质性, 成岩作用造成微观非均质性, 同层砂岩物性相差甚远。

(三) 低渗致密砂岩气藏特征

低渗致密气藏一般分布在沉积盆地的洼陷中, 或分布于洼陷向大型正向构造过渡的斜坡带上。这些地区构造简单、断裂不发育、地层连续, 主要靠岩性变化形成圈闭。东濮凹陷杜寨气田、李屯气田分布在前梨园-葛集洼陷轴部向中央隆起带过渡的斜坡部位, 气、油、水层都呈“倒置”关系, 即气聚集在构造下倾部位的低孔渗砂岩中, 上倾方向都是充满水的多孔储层, 再向构造高部位为石油开发区。中央隆起带西翼的文西濮深14和刘3气藏也具类似格

* 周 文编译. 致密砂岩的储产特征. 四川石油普查, 1988, (1), 23—36.

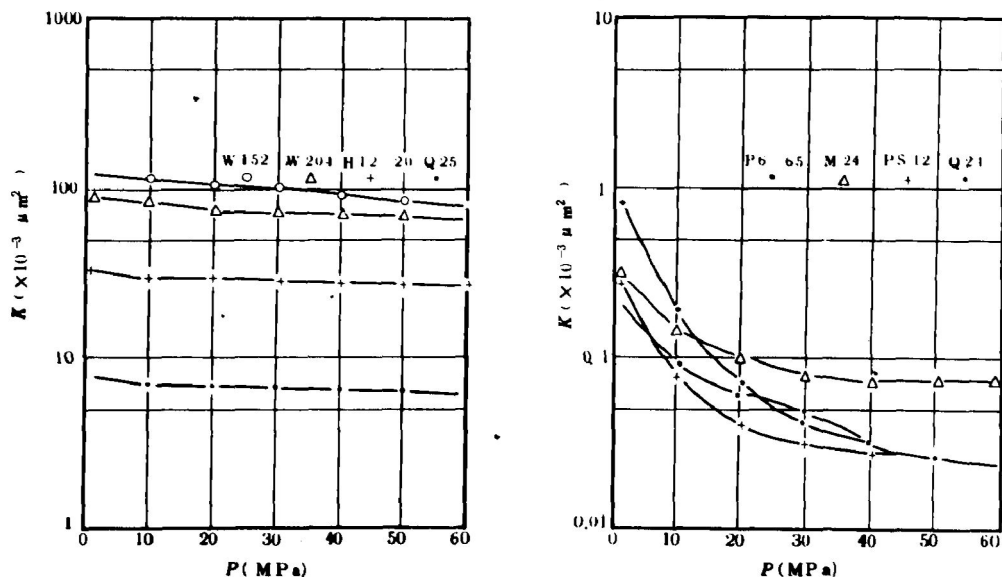


图6 围限压力与渗透率关系
A—常规砂岩储层, B—致密砂岩储层

局, 圈闭类型都以岩性、岩性-断层圈闭为特征。

东濮凹陷低渗致密气田与北美地区的致密气田除具上述共同点外, 还有如下三个特点 (表3): (1) 砂岩透镜状分布, 非北美海相毯状砂岩; (2) 气层累计厚度和单层厚度均较薄, 一般仅为北美气田的十分之一; (3) 埋藏深度一般大于4000 m, 而北美目前开发的低渗致密气藏埋深多在1500—3000 m之间。这些特点为本区勘探造成更大困难。

(四) 深层天然气勘探存在的问题及勘探建议

1. 孔隙发育带预测 加拿大阿尔伯达深盆致密气的勘探, 是在致密砂岩区寻找高孔渗砾石层。东濮凹陷深层岩性均一, 几乎全为粉细砂岩, 但仍存在物性较好的孔隙发育带。钻遇这种孔隙气层, 一般都能获得工业性气流。如桥25井沙三(4)亚段(4695.5—4699.3 m)、刘3井沙三(1)亚段(4535.5—4575.0 m)气层, 孔隙度10%—14.1%, 渗透率 0.5×10^{-3} — $7.3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。因其非均质性很强, 岩性、物性往往在短距离变化十分明显。李屯气田低部位的桥25井和较高部位的桥14井、桥20井均获工业气流, 但在预测含气区内的桥23、49井追踪气层则无良好显示。反映了深层孔隙发育带预测, 对气田勘探非常重要。沉积相、成岩作用与拟声波测井技术相结合, 可能是今后预测本区深部孔隙发育带的有效途径。

2. 砂岩体横向预测与评价 砂体形态、大小是探井部署、气藏资源评价及气层压裂设计的基础。本区深层水道砂岩厚度横向变化迅速, 如白10井沙三(1)亚段气层(13.4 m)、濮深12井沙三(3)亚段气层(24.6 m)与邻井相距仅千米就相变尖灭, 且其走向预测目前尚无定论。发展倾角测井、地震交互处理和解释技术与地质综合研究是深层气砂体预测、评价的方向。

3. 透镜状砂岩气藏的压裂改造 北美地区投入压裂开发的致密气藏主要是海相“毯状”砂岩, 对透镜状砂岩气藏的开发尚处试验阶段。本区对这类气藏多井次压裂试验均效果欠佳, 提高压裂工艺水平, 是今后致密气勘探的关键措施。

表3 东濮凹陷致密气与美国主要致密气(田)储层和储量对比表

盆 地	地 层		深 度 (m)	气层总厚度 (m)	储层类型	地层渗透率 (10 ⁻³ μm ²)	充气孔隙度 (%)	预测储量 (10 ⁸ m ³)
东 濮 凹 陷	李 屯	Es ₃	3656—3769	5—17.6	透镜体	0.004—0.3	2.6—6.8	16.9
		Es ₄	4070—4745	14.2—20.1	透镜体	0.0015—0.33	2.6—7.3	122
	杜 寨	Es ₃	4342—4693	31.5—33.2	透镜体	0.002—0.008	2.6—4.3	60
		Es ₄	4227—5233	44.6	透镜体	0.0015—0.007	2.1—3.8	90
	文 75	Es ₃	4299—4563	12.2	透镜体	0.0005—0.03	3.6—5.9	30
	刘 3	Es ₃	4466—4718	17.5	透镜体		3.0—6.2	37.4
	白 庙	Es ₃₋₄	3822—4295	7.8—25.8	透镜体	0.0015—0.095	3.0—7.9	54
	文东盐下	Es ₄	5490—5564	13.7	透镜体		3.0—5.7	120.5
圣胡安	Dakota		2167	52.2	层 状	0.01—0.09	5.8—7.6	424.7
奥契塔	Stanley		1388—2716	181—217.3	层 状	0.001—0.005	3.7—5.1	138.8
丹 佛	Niobrara		694	20.2	层 状	0.003—0.03	2.6—3.5	523.9
棉花谷	Cotton valley		2716—3320	105.6—332	层 状	0.003—0.03	4.5—5.3	1900
尤英塔	第三系、白垩系		1962—2867	528.1	透镜体、层状	0.003—0.6	2.6—5.8	1421.5
皮申斯	第三系、白垩系		1509—2746	241.4—664	透镜体、层状	0.003—0.075	3.6—6.1	1005.2
大绿河	第三系、白垩系		1720—3833	150.9—808.8	透镜体、层状	0.001—0.05	3.4—5.4	2562.6
索诺拉	Canyon		1811—2113	181.1	透镜体	0.008—0.084	4.4—6.3	662.6

注: 1. 东濮凹陷地层渗透率考虑了净封闭压力和含水饱和度的影响(加权5%);

2. 充气孔隙度值考虑了净封闭压力(加权95%)和含水饱和度($S_w=45\%$)。

4. 地层压力预测和钻、完井工艺 深层低渗致密气层压力系数在1.3—1.73左右, 钻井过程中常常发生强烈井喷。如果处理不好, 不是发生事故, 就是造成气层污染伤害。所以提高压力预测的准确性和采用合适的钻、完井液, 力争近平衡钻进, 加强中途测试, 是提高勘探成功率的重要保证。

5. 致密砂岩气层识别 致密砂岩气层微孔隙发育, 但孔隙小喉细而迂回曲折, 导致孔隙比表面积大, 束缚水饱和度高, 电阻率相对低, 气层特征不明显, 解释中难以判别。特别是薄层(小于2 m), 解释难度更大。因此需要改进测井系列。

实践表明, 深层气勘探是从地质井位部署到钻、完井施工以及增产措施工艺, 是一项大的系统工程, 不论那一环节出现失误, 都将造成巨大的经济损失直至勘探失败。建议选择桥口构造沙三(3)亚段, 作为深层气勘探综合研究试验区, 组织地质、地震、测井和钻井、试井等技术人员联合进行气藏描述, 充分利用各种相关资料, 分析含气圈闭、储层空间特征及流体在三维地质体中的分布状态, 在此基础上, 选准井位或测试井段。钻井和井下作业应优选或配制适合致密气特点的钻、完井液, 使用平衡钻井、负压射孔和限流压裂技术, 为东濮凹陷深层气勘探积累经验, 为“九五”期间天然气勘探开发作好技术准备。

结 语

(1) 低渗致密砂岩是东濮凹陷深层气勘探的主要储层。加强地质、测井和地震资料交互

处理、解释,以及 VSP 技术的综合研究,追踪厚层或孔隙发育带的横向变化,是寻找和预测有利区带的有效途径。

(2) 深层天然气在气层认识和勘探工程、工艺方面与常规油气藏截然不同,应该从地质研究到钻井、测井、增产措施实行系统管理,否则,任一环节疏忽都将导致勘探失败。

本文得到寿建峰、王生朗同志帮助,谨致谢意。

参 考 文 献

- 1 Hunt J M. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments. *AAPO Bull.*, 1990, 74 (1), 1—12.
- 2 张义纲等. 天然气的生成聚集和保存. 南京: 河海大学出版社, 1991. 138—146.
- 3 恩格尔哈特 V. 沉积物和沉积物的成因. 北京: 地质出版社, 1982.
- 4 Shanmagan G. Significance of secondary porosity in Interpreting Sandstone composition, *AAPO Bull.*, 1985, 69 (3), 378—384.
- 5 袁政文等. 东濮凹陷沙河街组天然气储层特征及分类. 天然气工业, 1990, 10 (3), 6—11.

ORIGIN OF LOWER PERMEABILITY TIGHT-SANDSTONES AND GAS EXPLORATION IN DEEP BEDS OF DONGPU DEPRESSION

Yuan Zhengwen

(Research Institute of Petroleum Exploration and Development, Zhongyuan Oilfield)

Abstract

The gas reservoirs of deep beds in Dongpu Depression are considered to be sublacustrine fan which underwent diagenetic changes under abnormal high pressure condition. Because of the shielding of the overlying sealed beds, the separated materials including S^{4+} , Fe^{2+} , Ca^{2+} and Mg^{2+} etc. ions contained in mudstone clay minerals were not easy to move out, thus causing intensely ferrian carbonate-precipitation, replacement, quartz secondary enlargement nearby. The permeability of sandstone dropped rapidly, so intergranular pores, intragranular pores and micropores became the main preserving spaces of the reservoirs, and hence the reservoirs characterized by 1. high capillary-pressure; 2. high aquifer-saturation; 3. high pressure-sensitivity and 4. high heterogeneity. It is suggested that a systematic study including geological and geophysical researches, the techniques of well-drilling and well-completion should be carried out to improve the success of gas exploration.