文章编号:1673-5005(2007)01-0005-08

鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组碎屑岩储层低渗特征及含油性主控因素

高剑波[1,2], 庞雄奇[1,2], 王志欣[1,2], 姜振学[1,2], 丁保来[1,2], 席胜利[3]

(1. 中国石油大学 教育部石油与天然气成藏机理重点实验室,北京 102249;
2. 中国石油大学 盆地与油藏研究中心,北京 102249; 3. 长庆油田 勘探开发研究院,陕西 西安 710021)

摘要:鄂尔多斯盆地上三叠统延长组发育陆相坳陷型湖泊三角洲相低渗储层。在岩石薄片、铸体薄片、扫描电镜、X光衍射、自生伊利石 K-Ar 同位素测年等分析的基础上,对该地区延长组长 6—长 2 段低渗致密储集砂体的岩石学特征、孔隙类型、物性特征、成岩动力学及孔隙演化特征进行了研究,并对低渗透储层的含油气性进行了分析。结果表明:①该组砂体以长石砂岩为主,次为岩屑砂岩和长石质岩屑砂岩,矿物成熟度低;②孔隙类型包括残余粒间孔、晶间孔、溶蚀孔和微裂缝,其中残余粒间孔是储层的主要储集空间;③主要成岩作用包括机械压实作用、溶蚀作用、碳酸盐胶结作用、自生粘土矿物胶结作用等,其中溶蚀作用产生的次生孔隙对储层物性的改善不足;④成岩作用开始较早、塑性岩屑颗粒大量变形、压实作用强烈是导致早期砂岩孔隙丧失的根本原因,碳酸盐岩胶结作用、次生孔隙不发育是造成后期储层岩石致密的主要因素。含油气性分析结果表明,砂体的不同沉积成因类型是层间含油气性差异的主控因素;同一成因砂体内部的非均质性是层内含油气性差异的主控因素。

关键词:鄂尔多斯盆地; 延长组; 碎屑岩; 低渗透储层; 含油性; 主控因素

中图分类号:TE 122.23 **文献标识码**:A

Characteristics and master control factors of petroliferous properties of low permeability clastic reservoirs of Yan-chang formation in the upper Triassic of Jiyuan area in Ordos Basin

GAO Jian-bo[1,2], PANG Xiong-qi[1,2], WANG Zhi-xin[1,2], JIANG Zhen-xue[1,2], DING Bao-lai[1,2], XI Sheng-li[3]

(1. *Key Laboratory for Hydrocarbon Accumulation Mechanism of Education of Ministry, China University of Petroleum, Beijing* 102249 , *China*;
2. *Basin & Reservoir Research Center, China University of Petroleum, Beijing* 102249, *China*;
3. *Research Institute of Exploration and Development of Changqing Oilfield , Xi'an* 710021, *China*)

Abstract: Reservoirs in Yan-chang formation in the upper Triassic in Ordos Basin are low permeability clastic rocks of depression with delta and lacustrine facies. Petrologic characteristics, pore types, physical properties, diagenetic dynamics and pores evolution were researched by observing under microscope, cathode luminescence, scanning electron microprobe, X-ray diffraction (XRD) and illite K-Ar dating technique. The conclusions are the following: ① The reservoir-rock types in Yan-chang formation are mainly arkose, secondly litharenite and lithic arkose in low compositional maturity. ②The pore spaces are completely dominated by primary pore, including intergranular pore, intercrystalline pore, dissolved pore and micro-fracture. ③The diageneses mainly comprise compaction, dissolution, cementation of carbonate and autogenetic clay mineral, the secondary porosity caused by dissolution is unfavorable for the improvement of the physical properties. ④The early loss of the porosity results from the fast diagenesis, the deformation of a lot of plastic lithic fragment, strong compaction and the late loss

收稿日期:2006-11-20

基金项目:国家"973"重点基础研究项目(G19990433; 2006CB 202308)

作者简介:高剑波(1977-),男(汉族),四川都江堰人,博士研究生,主要从事油气成藏机理与沉积储层研究。

万方数据

of the porosity results from cementation of carbonate, high content of interstitial material. On the basis of logging and experimental data, the oil-reserving capacity was analyzed. It is shown that the master control factors of the interlayered petroliferous difference are the genetic classification of sandbody, and the master control factors of the intrastratal petroliferous difference are the interior heterogeneity of the same kinds of genetic sandbody.

Key words: Ordos Basin; Yan-chang formation; clastic rock; low permeability reservoirs; petroliferous properties; master control factors

1　问题的提出

姬塬地区位于鄂尔多斯盆地西部三叠系延长组油气勘探程度较低的地区,在构造位置上它横跨天环向斜和伊陕斜坡两大构造单元,一部分位于盆地西缘推覆带北端的前部,另一部分位于伊陕斜坡的西北端(图1),北以盐池为界,南到环县,西至红井子东—洪德一线,东抵堆子梁—吴旗,面积约10 000 km^2。整个延长组经历了完整的湖盆从开始—鼎盛—消亡的演化过程,从长10—长7段为湖进期,长6—长2段为湖退期,长1段为准平原化期,长7段是湖盆最大湖泛期发育的一套深湖—半深湖相暗色泥岩沉积,也是延长组乃至上覆侏罗系油藏的主力烃源岩[1]。

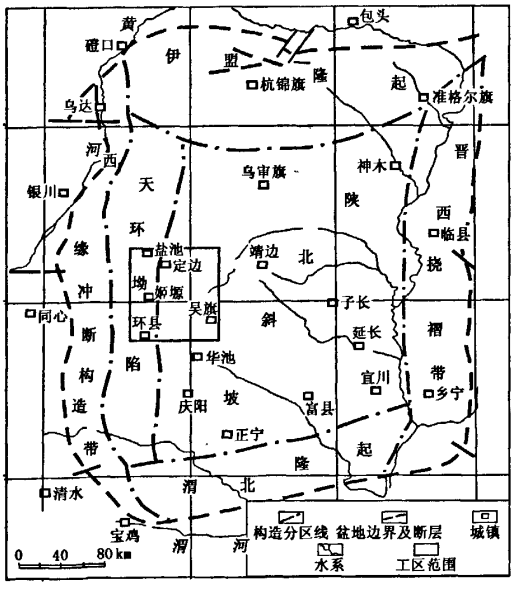


图1　鄂尔多斯盆地姬塬地区区域地理位置

自20世纪70年代以来,在延长组长6—长2段发现多套油层,主要发育低渗透砂岩岩性油藏,到2005年底已累积发现地质储量1×10^9 t以上,展示了广阔的勘探前景。但该地区储层油水关系复杂,整个姬塬地区延长组从长6—长2段似处于油水过渡带,传统意义上的油水界面难以识别,含油面积无法确定。其主要原因是该地区储层是以浅水、广盆的坳陷型三角洲前缘相砂体为主[2],储层展布非均质性极强,主要以低孔、低渗、微孔喉为主。有利高效储层的寻找和低渗储层的含油性控制因素研究是油田增产上储的关键。因此,对姬塬地区储层的岩石学特征、孔隙类型、储集物性及成岩动力学演化进行系统研究,可为长庆油田延长组有利砂体的预测提供储层地质学方面的理论根据,也为陆相坳陷型低渗储层含油气性研究开拓新的思路。

2　储层特征分析

2.1　储层岩石学特征

姬塬地区延长组长6—长2段主要发育长石砂岩,次为岩屑砂岩和长石质岩屑砂岩,碎屑组分以长石为主,次为石英、岩屑。岩石中长石(斜长石为主)含量大于40%,石英含量较低,平均小于31%,岩屑含量较高,平均为10%左右,且岩屑多以变质岩屑为主,其主要成分为石英岩、千枚岩和板岩,塑性较大。矿物成熟度低,分选磨圆较好,结构成熟度中等—较高。砂岩填隙物含量为10%~16%,除平面分布受沉积环境等因素控制存在差异外(通常分流河道主砂体带低),纵向上不同层段砂岩填隙物含量也存在区别。长6段砂岩填隙物含量普遍偏高,约为14%~17%,平均为11.69%;长2段砂岩含量偏低,约为10%~14%,平均为9.4%(表1)。填隙物成分主要有绿泥石、高岭石、浊沸石、方解石等。主要胶结物为碳酸盐矿物,它们对延长组砂岩储层的伤害最为明显[3]。

2.2　物性特征

姬塬地区延长组长2—长6段砂岩孔隙度为1.26%~21%,平均为12.25%,其中70%的砂岩孔隙度位于8%~15%;渗透率为(0.005 6~86.62)×10^{-3} μm^2,平均为4.46×10^{-3} μm^2,其中大于1×10^{-3} μm^{2}的占42.24%,(0.1~1)×10^{-3} μm^{2}的占51.46%,小于0.1×10^{-3}μm^{2}的仅占6.3%(表2)。根据中国石油天然气总公司的划分标准[4],研究区内储层主要以低渗透层和特低渗透层为主,致密储

万方数据

层所占比例较少。

表1 姬塬地区延长组长6—长2段油层组碎屑组分统计

层位(段)	碎屑组分 w_s/%			填隙物 w_t/%		Q/F+R
	石英	长石	岩屑	杂基	胶结物	
长2	19~61 30.69	11~62 47.16	4.5~29.5 12.75	0.5~14 5.73	0.5~27 3.67	0.51
长3	21~46 28.03	27~54.5 47.08	7.5~18.5 13.53	1.5~10.5 5.24	1~24 6.12	0.46
长4+5	17.5~47.5 27.89	19~54 41.75	6~21.5 11.25	1~18.5 6.17	0.5~32 5.82	0.53
长6	17~29 23.60	31~58 53.30	4~16.5 11.42	1~13.5 7.43	0.5~23 4.26	0.36

注:分子为区间值;分母为平均值。

表2 姬塬地区延长组长6—长2段油层组孔、渗参数统计

层位(段)	孔隙度 φ/%		渗透率 $k/10^{-3}$ μm²		样品个数
	区间值	均值	区间值	均值	
长2	9~21	15.37	0.08~86.62	8.10	135
长3	7.92~19.36	13.29	0.09~20.03	2.81	30
长4+5	1.59~15.03	10.68	0.01~18.60	0.95	149
长6	1.26~15.66	10.83	0.01~9.89	0.78	115

2.3 孔隙类型

姬塬地区长6—长2段储层的孔隙类型包括残余粒间孔、晶间孔、溶蚀孔和微裂缝等,其中残余粒间孔和溶蚀孔对低渗储层最为有利。

残余粒间孔又可细分为压实剩余粒间孔和胶结剩余粒间孔,它们都是由原生粒间孔经成岩作用改造后残留的粒间孔隙空间,压实作用和胶结作用直接影响残余粒间孔的发育。该类孔隙是研究区最主要、最普遍的孔隙类型,各储层粒间孔占面孔率比例都在60%以上,其中长6储层粒间孔占总面孔率高达74.58%。

溶蚀孔可分为粒间溶蚀孔和颗粒内溶蚀孔。粒间溶蚀孔是在粒间失水收缩微缝或充填剩余粒间孔的基础上,由于杂基、胶结物或铝硅酸盐颗粒等被溶蚀而形成的孔隙;颗粒内溶孔则是通过砂岩中碎屑组分(喷出岩岩屑、片岩岩屑、粉砂岩岩屑及长石)的溶解而形成,偏光显微镜下可见被溶蚀颗粒的边缘呈弯曲的港湾状,有的颗粒被溶蚀殆尽,隐约呈现出被溶蚀碎屑颗粒的轮廓。如耿42井2349.7 m样品长石溶蚀强烈,边缘呈港湾状,在扫描电镜下沿长石解理面发生强烈溶蚀;元69井2148.4 m处,溶孔直径可达5 μm(图版(a))。本区溶蚀孔以长石溶孔为主,岩屑溶孔次之,溶蚀孔占面孔率比例长4+5段最高,达34.74%,长6段最低,为22.72%(表3)。

表3 姬塬地区延长组长6—长2段孔隙类型及含量对比

层位(段)	残余粒间孔		溶蚀孔		晶间孔		微裂缝		总面孔率 φ_A%	孔径 d/μm	
	面孔率 φ_c/%	相对含量 R_c/%	面孔率 φ_y/%	相对含量 R_y/%	面孔率 φ_j/%	相对含量 R_j/%	面孔率 φ_w/%	相对含量 R_w/%		范围值	均值
长2	5.62	68.82	2.10	25.70	0.44	5.39	<0.01	<0.1	8.17	10~130	50.94
长3	3.81	62.98	2.04	33.82	0.19	3.14	<0.01	<0.1	6.05	10~100	45.14
长4+5	2.52	62.26	1.41	34.74	0.12	2.93	<0.01	<0.1	4.07	10~90	36.27
长6	2.75	74.72	0.82	22.72	0.10	2.73	<0.04	<0.1	3.68	5~90	33.96

3 成岩作用对低渗储层的影响

成岩作用对储层物性的影响包括改善和破坏两方面。由于成岩环境的不断变化,有些成岩作用对储层既有破坏的因素也有建设的因素。该区主要成岩作用有机械压实作用、溶蚀作用、碳酸盐胶结作用和自生粘土胶结作用。

(1)机械压实作用。机械压实作用是姬塬地区储层孔隙度和渗透率衰减的根本原因,主要发生在早成岩阶段。研究区延长组砂岩岩屑含量较高,储层普遍经历了强烈的压实,造成泥岩、页岩、千枚岩、片岩等软岩屑的塑性变形,使碎屑颗粒定向排列或半定向排列。这些富含云母和陆源杂基的塑性岩屑颗粒强烈压实以后,表现出线状接触,甚至是凹凸接触,使储层的孔隙结构发生变化,原生孔隙保留很少,孔隙度急剧下降,压实以后储层的原生粒间孔减小了50%左右,普遍成为低渗透储层。

(2)溶蚀作用。主要发生在早成岩B期和中成岩A期的早期,以晚期溶蚀作用对砂岩储集层的影响最为明显,此时古地温在80~140 ℃,有机质处于

万方数据

低成熟—成熟阶段,下伏长7段主力生油岩中的干酪根开始大量脱羧基,并释放出CO_2。这些物质在长7段暗色泥岩异常压力的驱动下,进入上覆砂岩的孔隙和微裂缝系统中,使水介质呈较强的酸性,对其中易溶骨架颗粒和早期碳酸盐胶结物进行溶蚀,形成许多粒间和粒内溶蚀孔隙,在一定程度上使储层性能得到了改善。长6—长2段砂岩中以长石颗粒或含长石的岩屑颗粒溶蚀为主。由于成岩作用早期的机械压实作用,粒间孔隙大量损失,在粒间孔壁和粒内溶孔内结晶沉淀析出的高岭石、伊利石等自生矿物又使孔隙喉道比进一步减小,阻碍了流体的流动,导致成藏期产生的大量酸性有机液无法与孔隙流体充分连通,从而使研究区溶蚀作用不甚发育,溶蚀孔只占现今总面孔率的22.72%~34.74%。

(3)碳酸盐胶结作用。姬塬地区延长组普遍存在碳酸盐胶结,这也是储层孔隙度和渗透率衰减的主要原因。按照胶结成分和生成顺序的变化,可将其分为早、晚两期。早期以方解石胶结为主,晚期以铁方解石和铁白云石胶结为主,铁白云石析出时间晚于铁方解石。长6—长2段储层早期方解石含量低,晚期铁方解石含量高,平均含量为4.28%左右,最高可达24%。无铁方解石在阴极发光下显示橙黄色,晶出较早;晚期铁方解石在阴极发光下,由于含铁的原因,颜色发暗,呈斑点状充填于粒间,以孔隙式胶结为主,如A45井长3段深度为1 896 m地层(图版(b))。无论是早期还是晚期的碳酸盐胶结,都使储层有效孔隙大面积减小,储层物性明显降低。由于溶蚀作用较弱,其次生孔隙的形成对碳酸盐胶结影响不大。

(4)自生粘土矿物胶结作用。姬塬地区自生粘土矿物主要以高岭石、绿泥石、伊利石为主,几乎存在于所有的砂岩中,且开始形成的时间较早。在耿64井长4+5段分别取得两个细砂岩心样品,利用中国石油勘探开发研究院石油地质实验研究中心MM5400静态真空质谱计对储层内自生伊利石K-Ar同位素进行测年,两个样品分别为183.10±1.63 Ma和183.71±1.24 Ma。根据国际地质年代表,所测年龄为中侏罗世,这代表在早白垩世晚期大量排烃成藏期[1]前的早成岩A期末,自生粘土矿物就开始沉淀析出。其中,自生绿泥石粘土膜在研究区三角洲前缘相砂体中最为常见,可占大多数砂岩自生粘土矿物的80%左右,绿泥石多呈针叶状集合体沿碎屑颗粒环状分布,形成薄膜式胶结。绿泥石的广泛存在一方面使岩石的机械强度增加,抵抗压实作用的能力加强,使三角形粒间孔得以保存,如元94井长6段深度为2088.4 m地层(图版(c));另一方面,绿泥石薄膜阻止了碎屑颗粒与孔隙水接触,当粘土膜达到一定厚度(大于5 μm)时,被包裹的碎屑矿物失去了成核作用的能力,因而不能形成共轴生长胶结物[5],如富含SiO_2的孔隙流体无法找到结晶基点,从而在一定程度上阻止了石英次生加大的形成,造成粒间微孔隙增加,导致砂岩的渗透率较低。两者的共同作用使砂岩具有较高的孔隙度和较低的渗透率[7]。

4 成岩动力学过程与孔隙演化模式

盆地的成岩作用和孔隙演化与构造演化关系密切,孔隙演化是埋藏过程中砂岩、泥岩受上覆负荷以及其中的组成矿物和有机质与孔隙水相互作用的结果[6],所以盆地的构造演化史直接控制了成岩动力学过程和孔隙演化[7-8]。

鄂尔多斯盆地在晚三叠世是一个浅水广盆的大型内陆淡水湖泊,沉降中心位于子长、吴旗、富县一带[1],姬塬地区位于湖泊北部大型曲流河三角洲前缘朵叶上。三角洲前缘砂体在晚三叠世末期经历了短期的沉降以后,受晚印支运动的影响,盆地整体抬升,造成盆地东高西低的构造形态,地层遭受剥蚀,发生短暂沉积间断,缺失下侏罗统富县组底部地层和部分长1段地层,这次抬升对孔隙演化影响不大。此时地层处于早成岩A期,主要的成岩作用包括粘土环边中绿泥石膜的形成、蒙脱石不断向伊/蒙混层和绿/蒙混层矿物转化,石英自生加大开始出现。地表大气水虽然产生了一些次生孔隙,但易被后期成岩作用破坏;另一方面,大气水的渗入使不稳定的岩屑组分大量蚀变成"泥"或被溶解,同时,泥化后的岩屑组分抗压强度变弱,受后期机械压实变形明显,使粒间孔隙大量衰减,如元132井,长6段,深度为2291.7 m地层(图版(d))。早成岩期压实作用使延长组损失了48.1%~53.2%的原生孔隙(图2)。

经过短暂抬升剥蚀以后,地层又开始缓慢沉降,开始了早侏罗世湖泊沉积过程。侏罗纪燕山Ⅱ幕和Ⅳ幕的构造运动,使地层经历了两次小幅抬升剥蚀,这两次抬升继承了盆地东高西低、东缓西陡的西倾单斜特征,到侏罗纪末期,陕北斜坡雏形已经形成,但此时延长组长7段主力生油岩埋深较浅,未进入生烃门限。

早白垩世燕山Ⅳ幕运动结束以后,盆地开始进入大幅沉降。由于延长组埋深逐渐加大,埋藏时间

万方数据

较长和盆地异常高古地温的出现[9],地层温度陡增,长7段主力烃源岩迅速进入生烃门限,R_o值达到1.01%,并达到生烃高峰,进入了中成岩A期的早期。此时因为脱羧作用释放出大量的CO_2和有机酸,发生了早期碳酸盐胶结物及长石、岩屑等碎屑的溶蚀,形成了大量的次生孔隙,新增孔隙度为0.91%~2.49%。伴随着烃类的大量排出,有机酸浓度逐渐降低,自生石英、钠长石、铁方解石、铁白云石、伊利石大量析出胶结,进一步降低了岩石的孔隙度,由自生矿物胶结损失的孔隙度为7.42%~5.3%。此后,白垩纪中晚期燕山Ⅴ幕强烈构造运动,使盆地整体抬升,并进入漫长的风化剥蚀时期[1],延长组孔隙度基本保持在10.83%~15.37%。

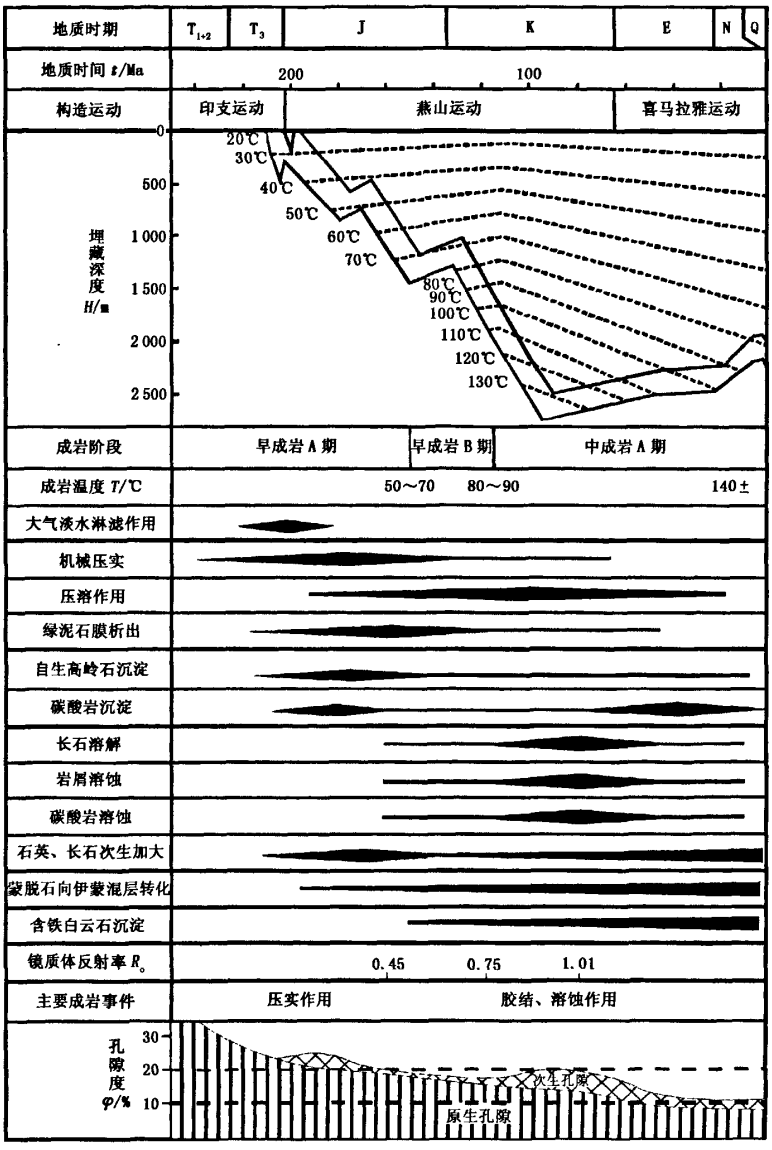


图2 姬塬地区延长组长6—长2段成岩与孔隙演化模式

在整个地质历史时期中,上三叠统延长组经历了晚三叠世末的沉降—抬升—沉降、早中侏罗世的沉降—抬升—沉降、晚侏罗世的抬升、早白垩世的下降—早白垩世末的上升等多次地壳升降运动。在地壳频繁差异升降过程中,沉积物经历了埋藏压实—胶结—溶蚀—再胶结的多次反复作用,孔隙的演化

万方数据

则经历了原始孔隙丧失—次生孔隙产生—压实丧失—次生孔隙再出现的过程。压实作用贯穿于整个地史时期,溶蚀作用、胶结作用等成岩次生变化是特定构造时期的产物,具有阶段性和幕次性的特点。

5 低渗储层含油气性主控因素

晚三叠世延长组湖盆底地形平缓,倾角较小(一般小于1°),湖泊水体能量较小,三角洲从北部物源区向盆内湖泊延伸距离较远,姬塬地区延长组基本位于盆地东北部曲流河三角洲前缘朵叶体上。由于纵向上高频率的湖进湖退,沉积环境复杂,砂体成因类型多样,主要发育水下分流河道、河口砂坝、水下天然堤、分流间湾等砂体。各种砂体在剖面上频繁交错、叠合分布,形成了一个多砂层、层间层内非均质性比较突出的多旋回含油层系,储集砂体的含油性受沉积、成岩、构造等多种因素的影响。

5.1 砂体的成因类型

在入湖的河流—三角洲沉积环境中,由于地理位置、气候变化、物源供给等原因,引起入湖水流状态和强度不断发生转换,不同沉积环境中砂体的粒级、分选、孔隙结构都存在明显差异,纵向上的层间和平面上的迅速相变使不同成因的砂体间具有不同的孔渗性和渗流特征,从而造成含油层系层间非均质性和砂体含油性的差异[10]。

姬塬地区延长组长6—长2段水下分流河道和河口坝砂体孔隙度和渗透率高,物性好,含油饱和度高,但是这两种砂体的含油性与物性呈负相关关系,渗透率越好的砂体,含油饱和度越低(图3)。位于河道边缘的水下天然堤与溢岸相分流间湾薄砂体物性差,孔隙度和渗透率都较低,其含油性却与物性呈正相关关系,其渗透率越好,含油饱和度越高。分析认为,渗透率高的砂体一般厚度较大,早白垩世开始油气充注时[1],渗透率、孔隙度和含油饱和度呈正相关关系,但因后期构造运动的改造,使原来低渗油藏内含油层系发生了油气再分配,物性好的砂体由于厚度大,裂缝发育,部分油气散失,而且低渗储层砂体横向连通性差,散失油气的砂体得不到周围砂体的补充,所以砂体的含油饱和度降低。在一定层厚范围内,储层的单层厚度与储层裂缝发育呈正相关关系[11],越是厚度大、物性好的砂体,受喜山期构造运动的影响越强烈,油气散失程度越大,含油饱和度越小;而水下天然堤和分流间湾砂泥岩薄互层小砂体,由于裂缝发育程度有限,并且微喉-微孔的孔隙结构也使储层的非均质性十分严重,后期构造运动的影响不是很明显,所以一直保持了油气成藏时的油水分布特征。

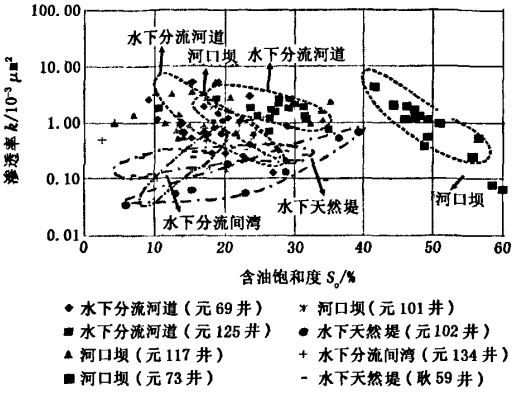


图3 姬塬地区延长组长6—长2段不同成因砂体渗透率与含油性的关系

5.2 砂体的非均质性

对于同一成因类型的砂体,由于层内不同层理的粒度大小、倾向、颗粒排列等内部组构引起的微观渗透率各向异性,造成含油层系层内非均质性和含油性的差异。姬塬地区延长组水下分流河道砂体主要为灰色中细砂岩,砂岩厚度相对较大,单层厚度为3~10 m,河道砂岩底部与泥岩存在明显的侵蚀下切现象,其相序具有明显的正韵律特征,自然电位曲线反映为钟形或箱形的叠加。根据砂体所处位置的不同,可分为两种情况。

(1)较厚细砂岩段上覆以悬移质粉砂岩沉积和泥质沉积为主,砂岩段内粒度垂向变化很小,是河道内快速充填沉积的产物,此类河道砂体一般为主分流河道砂体。此砂体底部滞留沉积处颗粒较大,但分选较差,杂基含量较高,后期成岩压实作用下大量塑性岩屑颗粒压扁变形,堵塞孔喉,使孔隙度变小,含油性较差。上覆厚细砂层段发育块状层理、平行层理、槽状交错层理和板状交错层理,渗透率级差小,分选好,杂基含量较低,具颗粒支撑结构,从而有利于原生孔隙的保存,孔隙度和含油饱和度都较高,且分布均匀。顶部粉砂质泥岩和泥质粉砂岩段发育小型波状交错层理和波状纹理,粒度细小,一方面由于杂基含量较大,不利于原生孔隙的保存;另一方面,砂层内部弯曲的纹层给水下流体的流动增加了困难,也不利于次生孔隙的发育和油气的进入,孔隙度和含油饱和度都较低。例如A8井长4+5段,深度为2 193~2 205 m地层即为此种类型(图4)。

万方数据

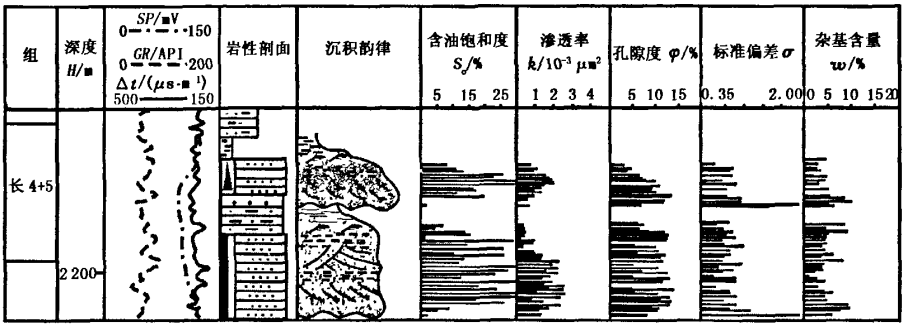


图4 姬塬地区A8井延长组长4+5段水下分流河道砂体岩相柱状图

(2)底部有一较薄砂岩段,粒度较粗,上覆以细砂到粉砂和薄泥岩(厘米级厚度)间互产出,此类砂体一般为次要分流河道慢速沉积废弃的产物。该类河道砂体在纵向上表现为明显的正韵律,且渗透率级差较大,从底部向上依次发育底部滞留沉积、槽状交错层理夹水平层理、小型波状交错层理和水平纹理的块状泥岩。底部的滞留沉积与主分流河道砂体底部一样,由于成岩压实作用中大量塑性岩屑颗粒变形,孔喉一般较小,含油性较差。上覆砂岩段中渗透率级差较大,非均质性严重,发育槽状交错层理和水平层理的地方砂岩粒径较大,分选较好,杂基含量相对较小,渗透率和孔隙度也较高,含油性较好;而发育小型波状交错层理砂泥薄互层的地方,泥质含量高,孔渗性差,毛细管力作用大,油气运聚效率相对较低,含油性也很差。所以,在分流河道砂体中往往是中段含油较多,顶底含油较少。例如A8井长4+5段深度为2188~2193 m地层即属此种类型(图4)。

姬塬地区河口坝一般呈朵叶状发育在水下分流河道末端,由于湖盆地形平坦,规模较大的先期河口坝局部被切割,使姬塬地区河口坝砂体不但加厚,而且在平面上的砂体宽度明显大于河道宽度,自然电位曲线上反映为多个漏斗形或三角形的叠加。其相序具有明显的反韵律特征,自下而上随着沉积物岩性和粒度的变粗,层理规模逐渐扩大。河口坝砂体底部以水平层理的暗色泥质岩开始,向上到砂体中部逐渐演变为具有波状交错层理和平行纹层的粉砂岩与泥质岩互层,顶部是具有楔形和波形交错层理的细砂岩,最顶部为块状泥质岩。由于河口坝砂体经过湖水振荡沉积,粒度分选较好,标准偏差为0.51~0.71,泥质杂基含量较少,一般都在10%以下,渗透率级差不大,储层的均质性较水下分流河道要好。垂向上,孔隙度、渗透率、含油饱和度自下而上均由小到大变化。顶部具有楔形和波状层理的细砂岩孔隙度和渗透率最大,平均分别为10%和2.5×10^{-3} μm²,含油饱和度最高达到30%,是砂体含油性最好的层位。河口坝中下部砂体由于泥质含量的增高和波状交错层理的发育,影响了成藏期油水的运移,储层含油性较低,含油饱和度平均为7%。例如元101井长3段深度为2094~2118 m地层即为此种砂体(图5)。

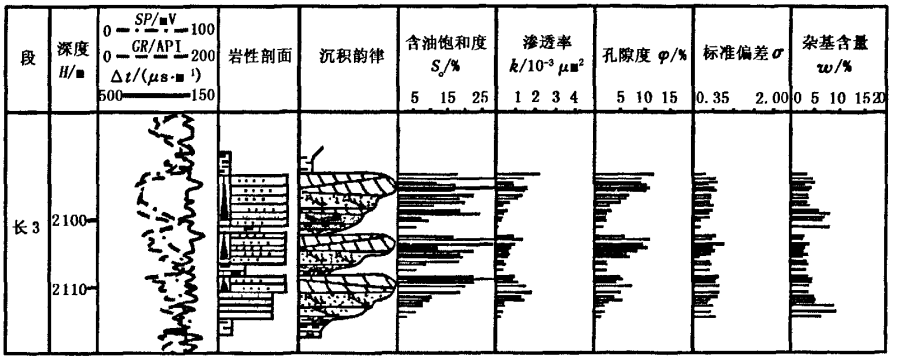
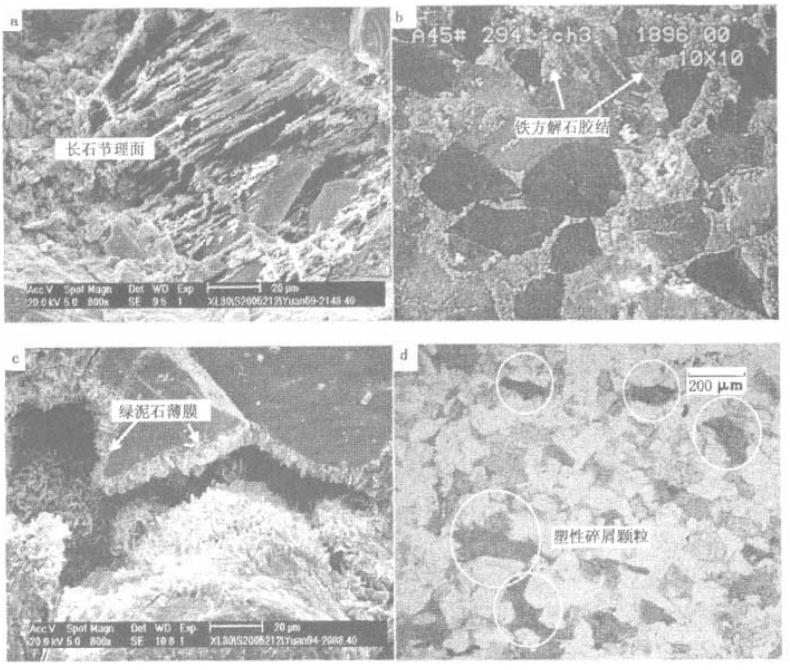


图5 姬塬地区元101井延长组长3段河口坝砂体岩相柱状图

万方数据



矿物镜下鉴定图版

6 结 论

(1)鄂尔多斯盆地姬塬地区延长组主要发育长石砂岩,次为岩屑砂岩和长石质岩屑砂岩,残余粒间孔为主要的储集空间,储层平均孔隙度为12.25%,平均渗透率为4.46×10^{-3} μm²,其中在$(0.1\sim1)\times10^{-3}$ μm²的占51.46%,为典型的原生低渗透储层。

(2)延长组从晚三叠世以来经历了多次差异升降运动,沉积物经历了埋藏压实—胶结—溶蚀—再胶结的多次反复作用,孔隙的演化则经历了原始孔隙丧失—次生孔隙产生—压实丧失—次生孔隙再出现的过程。压实作用贯穿于整个埋藏过程;溶蚀作用、胶结作用等成岩次生变化是特定构造时期的产物,具有阶段性和幕次性的特点。

(3)较低的石英及较高的长石和塑性碎屑含量,降低了储层抗压强度。早期强烈的压实作用使塑性碎屑颗粒大量变形,储层孔隙度大量衰减;晚期成岩铁方解石大量发育,以斑点状充填于粒间,再加上溶蚀作用不强,造成三角洲相砂岩孔隙度和渗透率较小,但由于绿泥石粘土薄膜和油气聚集抑制了这些矿物的沉淀析出,对孔隙保存起到了一定的促进作用,有利于油气的聚集。

(4)低渗储层的含油性受沉积、成岩、构造等多种因素的影响,砂体的不同沉积成因类型是层间含油气性差异的主控因素;同一成因砂体内部的非均质性是层内含油气性差异的主控因素。

参考文献:

[1] 何自新. 鄂尔多斯盆地演化与油气[M]. 北京:石油工业出版社,2003:88-109.

[2] 朱国华. 陕甘宁盆地西南部上三叠系延长统低渗透砂岩和次生孔隙砂体的形成[J]. 沉积学报,1985,3(2):1-7.
ZHU Guo-hua. The formation of low permeability sandstone and sands of secondary pore of Yan-chang formation in the upper Triassic in the southern-weastern Shan-gan-ning Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 1985,3(2):1-7.

[3] 刘宝珺,张锦泉. 沉积成岩作用[M]. 北京:科学出版社,1992:74-77.

[4] 李道品. 低渗透砂岩油田开发[M]. 北京:石油工业出版社,1997:4-13.

[5] 柳益群,李文厚. 陕甘宁盆地东部上三叠统含油长石砂岩的成岩特点及孔隙演化[J]. 沉积学报,1996,14(3):87-96.
LIU Yi-qun, LI Wen-hou. Diagenntic characteristics and porosity evolution of the oil-bearing arkoses in the upper Triassic in the eastern Shan-gan-ning Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica,1996,14(3):87-96.

(下转第18页)

万方数据

of low permeability oil reservoirs[J]. Petroleum Geology and Rcovery Efficiency, 2002,9(2):6-9.

[5] 王端平,时佃海,李相远,等. 低渗透砂岩油藏开发主要矛盾机理及合理井距分析[J]. 石油勘探与开发,2003,30(1):87-89.
WANG Duan-ping, SHI Dian-hai, LI Xiang-yuan, et al. The main challenges and the reasonable well spacing for the development of low permeability sandstone reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2003,30(1):87-89.

[6] 李兴国. 油层微型构造影响油井生产的控制作用[J]. 石油勘探与开发,1987,14(2):53-59.
LI Xing-guo. Effect of mini-structure in a reservoir on well productivity [J]. Petroleum Exploration and Development, 1987,14(2):53-59.

[7] 李兴国. 陆相储层沉积微相与微型构造[M]. 北京:石油工业出版社,2000.

[8] 王庆,贾东,马品刚. 微幅度构造识别方法及利用浮力开发油田[J]. 石油勘探与开发,2003,30(1):65-67.
WANG Qing, JIA Dong, MA Pin-gang. Recognition method of micro-relief structures in complicated structural reservoirs and the application of buoyance in oilfield development[J]. Petroleum Exploration and Development, 2003,30(1):65-67.

[9] 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京:石油工业出版社,1998.

[10] 杨昌明,王美丽,聂新坤,等. 圈闭地质评价中模糊数学综合评判的优势[J]. 西南石油学院学报,1999,21(2):41-42.
YANG Chang-ming, WANG Mei-li, NIE Xin-kun, et al. The advantage of comprehensive evaluation method by blurred mathematics in trap evaluation[J]. Journal of Southwest Petroleum Institute, 1999,21(2):41-42.

[11] 刘艳,高有瑞. 已探明开发石油储量评价的模糊数学方法[J]. 石油勘探与开发,1993,20(1):105-109.
LIU Yan, GAO You-rui. Fuzzy set theory used in the evaluation of undeveloped proved reserve[J]. Petroleum Exploration and Development, 1993,20(1):105-109.

[12] 侯建国,高建,张志龙,等. 五号桩油田桩74断块特低渗透砂岩油藏微构造模式及其开发特征[J]. 石油大学学报:自然科学版,2005,29(3):1-5.
HOU Jian-guo, GAO Jian. ZHANG Zhi-long, et al. Microstructure mode and development character of the lowest permeable sandstone oil reservoir of Wuhaozhuang Oilfield Zhuang 74 fault block[J]. Journal of the University of Petroleum, China (Edition of Natural Science), 2005,29(3):1-5.

(编辑 刘艳荣)

(上接第12页)

[6] 陈孟晋,刘锐娥,孙粉锦,等. 鄂尔多斯盆地北部伊盟地区山西组碎屑岩储层特征分析[J],沉积学报,1999,17(增刊):723-727.
CHEN Meng-jin, LIU Rui-e, SUN Fen-jin, et al. Reservoir characters of classic rocks of the Shanxi foemation at Yi-meng area, northern of Ordos Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica,1999,17(sup):723-727.

[7] 曾大乾,李淑贞. 中国低渗透砂岩储层类型及地质特征[J]. 石油学报,1994,15(1):38-46.
ZENG Da-qian, LI Shu-zhen. Types and characteristics of low permeability sandstone reservoirs in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 1994,15(1):38-46.

[8] 蒋凌志,顾家裕,郭彬程. 中国含油气盆地碎屑岩低渗透储层的特征及形成机理[J]. 沉积学报,2004,22(1):13-18.
JIANG Ling-zhi, GU Jia-yu, GUO Bin-cheng. Characteristics and mechanism of low permeability clastic reservoir in Chinese petroliferous basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica,2004, 22(1):13-18.

[9] 任战利,张盛,高胜利. 鄂尔多斯盆地热演化程度异常分布区及形成时期探讨[J]. 地质学报,2006,80(5):674-684.
REN Zhan-li, ZHANG Sheng, GAO Sheng-li. Research on region of maturation anomaly and formation time in Ordos Basin[J]. Acta Geologica Sinica,2006,80(5):674-684.

[10] 王夕宾,钟建华,薛照杰. 孤岛油田馆(1+2)砂层组沉积模式及其对剩余油分布的控制[J]. 石油大学学报:自然科学版,2004,28(6):16-26.
WANG Xi-bin, ZHONG Jian-hua, XUE Zhao-jie. Sedimentary of Guan(1+2) sand sets and its control over distribution of remaining oil in Gudao Oilfieid[J]. Journal of the University of Petroleum,China(Edition of Natural Science), 2004,28(6):16-26.

[11] 李龙滟,何千里. 鄂尔多斯盆地马家沟组储气层的裂缝发育特征[J]. 江汉石油学院学报,1995,17(1):17-24.
LI Long-yan, HE Qian-li. Fracture feature of gas reservoirs in Majiagou formation of lower Ordovician in Ordos Basin[J]. Journal of Jianghan Petroleum Institute, 1995,17(1):17-24.

(编辑 刘艳荣)

万方数据