

文章编号:1000-0550(2016)02-0336-10

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2016.02.012

板桥—合水地区长 6_3 储层成岩相孔隙结构特征 及优质储层分布

张茜¹ 孙卫¹ 明红霞¹ 王倩² 张龙龙³

(1.西北大学大陆动力学国家重点实验室/地质学系 西安 710069;

2.新疆油田公司勘探开发研究院 新疆克拉玛依 834000;3.中石化胜利油田孤东采油厂地质所 山东东营 257200)

摘要 利用铸体薄片、扫描电镜、常规压汞、恒速压汞及相渗等资料,研究了板桥—合水地区长 6_3 储层成岩相类型及其微观孔隙结构特征,总结了不同成岩相的测井响应特征,确定了纵向及平面分布规律。结果表明优质成岩相的展布受沉积相、成岩作用与孔隙结构共同控制,尤其是喉道分布才是控制砂岩储层渗透性的主要因素。水云母胶结—残余粒间孔相和水云母胶结—长石溶蚀相储层主要分布于半深湖相重力流复合水道浊流沉积中,细—微细喉道发育,孔喉连通性好,渗流能力最好,油水呈相对均匀的渗流,孔隙内的油气极易通过喉道被开采出来;绿泥石胶结相、水云母胶结弱溶蚀相储层位于分支水道边缘,呈孤岛状分布,孔喉半径小但分布均匀,渗流能力中等—差;碳酸盐胶结相、碳酸盐+水云母胶结相储层主要发育在分支水道间,孔隙结构发育程度差,喉道细小且孔喉连通性差,富集于孔隙中的油气难以通过小喉道,采收率低。

关键词 板桥—合水地区 优质储层 成岩相 孔隙结构 测井响应

第一作者简介 张茜女 1990年出生 博士 油气田地质与开发 E-mail: zhangxicchina@sina.cn

通讯作者 孙卫男 教授 E-mail: sunwei5393909@vip.sohu.com

中图分类号 TE122 **文献标识码** A

0 引言

成岩相是砂岩成岩环境及在该环境下形成的成岩产物的综合,而成岩环境又受沉积环境的控制,即成岩相主要研究的是储层岩石现阶段的次生成岩特征,包括压实—溶蚀组构、胶结物成分和类型、孔隙形态及分布特征等方面。成岩相组合的研究是建立在沉积相分析的基础上,同时结合储层发育特征和物性特征,因此分析不同成岩相展布特征,可以为储层有利区预测和评价提供可靠地质依据^[1-3]。

板桥—合水地区隶属鄂尔多斯盆地,位于伊陕斜坡西南缘,主力产油层长 6_3 层为半深湖相浊流沉积,属于典型的低孔—特低孔、超低渗储层^[4]。前人已深入研究了板桥—合水地区长 6_3 储层沉积发育特征及成岩作用对储层物性的影响,但对控制优质储层展布的成岩相地球物理响应特征及其微观孔隙结构等方面的研究较为薄弱。本文即是在考虑沉积环境背景及收集测井、试油等资料的基础上,利用铸体薄片

和扫描电镜分析结果,结合高压压汞、恒速压汞等实验分析,对长 6_3 储层不同类型成岩相的孔隙结构特征展开研究,并分析了相应成岩相的测井响应及平面展布,为注水油田的高效开发提供微观理论和科学依据。

1 储层岩石学特征

岩芯和铸体薄片观察表明,板桥—合水地区长 6_3 层以岩屑长石砂岩为主,长石岩屑砂岩次之(图1)。砂岩粒度一般介于0.05~0.25 mm,分选好—中等,颗粒磨圆度差,以次棱角状为主,岩石结构成熟度、成分成熟度中等或偏低。碎屑成分中石英和长石含量较高(平均含量分别为41%、22.1%),岩屑类型包括变质岩屑、火山岩屑,平均含量分别为2.5%和5.4%,沉积岩屑含量较少,平均为1.6%;其他成分中云母含量较高,最高可达24.6%,平均含量7.5%。填隙物多为自生矿物类胶结物,包括伊利石、绿泥石、碳酸盐岩及硅质等,平均含量分别为8.1%、0.7%、4%、1.1%。颗粒接触关系以点—线接触、线接触为主,常见孔隙、薄膜—孔隙式胶结,压实程度中等偏强。

收稿日期:2014-10-27;收修改稿日期:2015-02-06

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05044);陕西省科技统筹创新工程项目(2011KTZB01-04-01) [Foundation: National Science and Technology Major Project, No. 2011ZX05044; Science and Technology Innovation Project Plan of Shaanxi Province, No. 2011KTZB01-04-01]

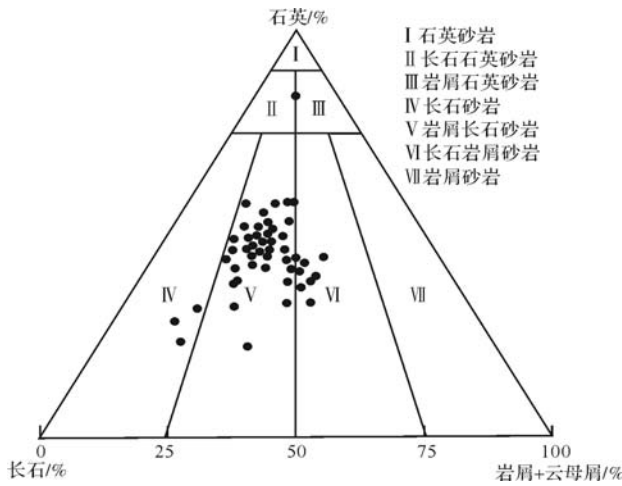


图1 长₆₃储层岩石类型及成分图

Fig.1 Rock type and composition diagram of Chang 6₃ reservoir

2 成岩相类型及其孔隙结构特征

2.1 成岩相类型

384块铸体薄片鉴定及扫描电镜等分析测试资料表明板桥—合水地区长₆₃层经历的成岩作用主要分两大类:一类为导致储层致密的破坏性成岩作用(压实、胶结作用),一类为受孔隙水溶蚀(溶蚀对象主要为长石、岩屑)后增强孔喉连通性的建设性成岩作用。前人对鄂尔多斯盆地中不同区域延长组的成岩相研究,主要是根据黏土矿物、沸石矿物、碳酸盐矿物、自生石英等的变化划分各种矿物成岩相^[5-6]。本文则依据沉积微相发育特征(通常以砂地比来表征)、主要成岩作用、孔隙组合及其演化、成岩特征及其差异等,结合填隙物含量及面孔率等,将长₆₃储层的成岩相划分为以下6种类型(表1)。

表1 长₆₃储层各成岩相地质及测井响应特征

Table 1 Geological and logging response characteristics of different diagenetic facies of oil-bearing sandstone of Chang 6₃ Reservoir

成岩相类型	岩性沉积特征微相	砂地比	胶结物含量/%	孔隙类型含量/%	面孔率/%	孔隙半径/μm	排驱压力/MPa	平均喉道半径/μm	主流喉道半径/μm	孔喉比	结构渗流系数/μm ²	孔隙度/%	渗透率/×10 ⁻³ μm ²	测井响应特征					
														GR/API	RT/Ω·m	AC/μs/m	DEN/g/cm ³		
碳酸盐胶结相 ①②	Ⅲ	<0.3	Ka:0.52	P:0.09															
			Ch:1.02	Id:0.03															
			Si:1.08	Fd:0.08	0.45	120.3	2.68	0.25	0.16~0.26	697	<0.005	<7	<0.06	65~95	>145	<220	>2.6		
			Hy:2.76	Ld:0.02															
			Ca:8.49	Pm:0.33															
碳酸盐+水云母胶结相 ③	Ⅲ	<0.33	Ka:1.12	P:0.09															
			Ch:0.75	Id:0.03															
			Si:1.34	Fd:0.08	0.68	/	/	/	/	/	/	<0.005	<7	<0.09	110~150	80~120	240~290	1.65~2.6	
			Hy:6.42	Ld:0.02															
			Ca:5.48	Pm:0.33															
水云母弱溶蚀相 ④	Ⅰ Ⅲ	0.35~0.3	Ka:1.85	P:0.09															
			Ch:0.38	Id:0.03															
			Si:1.08	Fd:0.08	1.43	128	2.34	0.318	0.17~0.34	518	0.01	7~8	0.09~0.15	100~147	112~150	228~260	1.8~2.46		
			Hy:9.68	Ld:0.02															
			Ca:2.68	Pm:0.33															
绿泥石胶结相 ⑤	Ⅲ	0.45~0.36	Ka:1.5	P:0.09															
			Ch:6.45	Id:0.03															
			Si:1.06	Fd:0.08	2.15	130.2	2.05	0.67	0.56~1.05	290	0.02	7~9	0.12~0.18	80~122	120~160	217~242	2.0~2.4		
			Hy:3.19	Ld:0.02															
			Ca:2.99	Pm:0.33															
水云母胶结—长石溶蚀相 ⑥	Ⅰ	0.5~0.4	Ka:0.86	P:0.09															
			Ch:1.44	Id:0.03															
			Si:1.6	Fd:0.08	2.64	132.4	1.51	0.89	0.3~1.3	212	0.06	8~10	0.25~0.23	85~104	130~160	207~230	1.71~2.4		
			Hy:7.06	Ld:0.02															
			Ca:3.06	Pm:0.33															
水云母胶结—残余粒间孔相 ⑦	Ⅱ	>0.45	Ka:0.5	P:0.09															
			Ch:2.5	Id:0.03															
			Si:1.89	Fd:0.08	3.24	138.1	1.62	1.174	0.4~2.15	186	0.16	>10	>0.2	<90	>140	200~220	1.52~2.35		
			Hy:5.35	Ld:0.02															
			Ca:3.46	Pm:0.33															

注:①极细—细粒岩屑长石砂岩②岩屑砂岩③含泥极细—细粒岩屑长石砂岩④极细粒岩屑长石砂岩⑤细粒岩屑长石砂岩⑥中—细粒岩屑长石砂岩⑦中粒岩屑长石砂岩;Ⅰ:分支水道边缘;Ⅱ:多期叠置的分支水道;Ⅲ:分支水道间;Ka.高岭石;Ch.绿泥石;Si.硅质;Hy.水云母;Ca.碳酸盐;P.粒间孔;Id.粒间溶孔;Fd.长石溶孔;Ld.岩屑溶孔;Pm.晶间孔。

2.1.1 碳酸盐胶结相

岩石类型以极细—细粒岩屑长石砂岩、岩屑砂岩为主,发育方解石、铁方解石、铁白云石等碳酸盐胶结物,占该成岩相胶结物总量的65%以上(表1)。孔隙类型以杂基微孔为主,残余粒间孔及溶孔次之,还有极少量的微裂缝(图2b),面孔率为0.45%。碳酸盐充填后的残余粒间孔阻碍了烃类流体的交换(图2a),粒间孔损失率最高可达50%,这也是造成研究区形成低孔低渗致密储层的主要原因,孔隙度一般小于6%,渗透率 $<0.06 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,砂体较薄且连续性差,砂地比 <0.3 ,是本区最为不利的成岩相带。

2.1.2 碳酸盐+水云母胶结相

该相主要分布在分支水道间,发育含泥极细—细粒岩屑长石砂岩,胶结物含量平均值为13.6%,其中碳酸盐胶结物比例为40.4%,水云母胶结物比例为47.1%。由于早期压实程度较强,杂基及自生黏土矿物充填原生粒间孔程度高,加之云母、泥质岩屑等柔性碎屑颗粒易受压实后弯曲、假杂基化,最终造成该成岩相储集空间以泥质杂基内微孔隙为主,偶见长石溶孔和岩屑溶孔。孔隙度小于7%,渗透率小于 $0.09 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,砂层间非均质性强,含油性差。

2.1.3 水云母胶结弱溶蚀相

砂体连片程度差,以极细粒岩屑长石砂岩为主,砂地比小于0.35,储层物性较差,孔隙度介于7%~8%,渗透率介于 $(0.09 \sim 0.15) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。受碱性地层流体的影响,发育大量呈薄膜状胶结或充填孔隙的伊利石,且常与高岭石等黏土矿物伴生(图2d,e),这

不仅缩减了孔隙体积,还将喉道分割成众多微细喉道,无效孔隙增多。受强烈机械压实和压溶作用的影响,储集空间仅发育少量的粒间晶间孔和溶蚀孔,面孔率平均值为1.43%。

2.1.4 绿泥石胶结相

主要为细粒岩屑长石砂岩,颗粒较细,分选好,岩屑含量较高,绿泥石胶结物占全部胶结物的60%~95%。早期绿泥石薄膜的存在能有效抑制硅质胶结、碳酸盐胶结,并增强储层抗压实能力,为后期酸性流体改造储层提供了可能^[7],但后期随着绿泥石薄膜厚度和胶结物含量的增加,孔隙式充填使有效孔隙和喉道的连通程度变差(图2f),剩余粒间孔大量丧失。储集空间以粒间孔和溶孔为主,其中粒间孔平均含量1.63%,面孔率平均值为2.15%,储层物性中等,孔隙度介于7%~9%,渗透率介于 $(0.12 \sim 0.18) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

2.1.5 水云母胶结—长石溶蚀相

以中—细粒岩屑长石砂岩为主,长石含量较高,伊利石胶结物平均含量为7.1%,面孔率平均值为2.64%,孔隙度介于8%~10%,渗透率介于 $(0.15 \sim 0.23) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。受酸性地层水的影响,储集空间多为长石、岩屑等溶蚀产生的次生孔隙(图2f)。伊利石胶结物充填于粒间孔隙间,缩减孔喉体积,降低储层物性;长石溶蚀不仅发生在长石颗粒内部,还会在颗粒间产生溶蚀粒间孔,并与残余粒间孔沟通使得孔喉体积扩大(图2g),为扩容性成岩相,可增大储层储集和渗流空间,易于油气连续充注和富集。

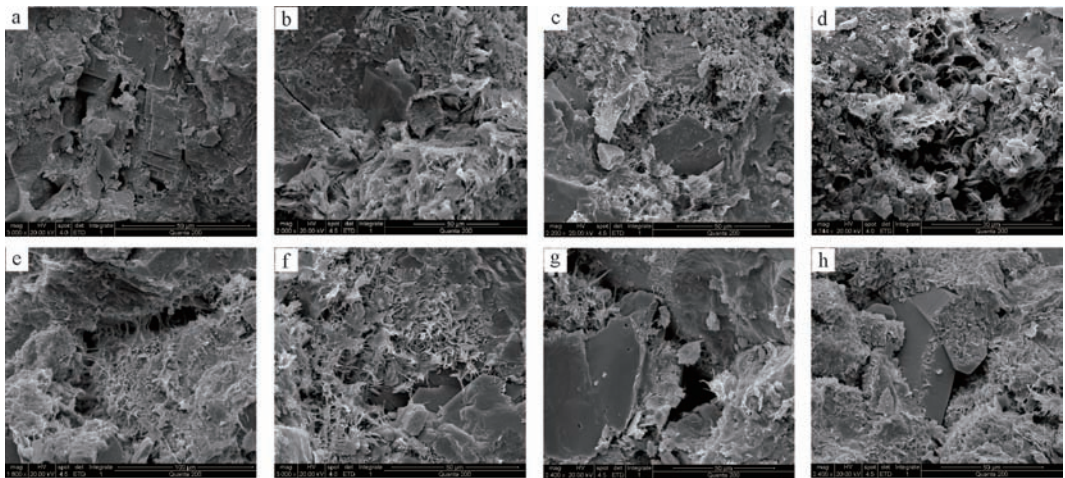


图2 长₆₃储层铸体薄片及扫描电镜照片

a.碳酸盐矿物充填粒间;b.微裂缝;c.伊利石黏土及碳酸盐胶结;d.绿泥石、伊利石晶间孔;e.伊利石黏土呈衬垫状充填粒间;f.绿泥石膜、长石溶蚀;g.粒表伊利石黏土及残余粒间孔;h.石英加大、伊利石、绿泥石充填粒间孔。

Fig.2 Photos of casting thin sections and scanning electron microscope of Chang 6₃ reservoir

2.1.6 水云母胶结—残余粒间孔相

储层物性相对最好,孔隙度>10%,渗透率>0.2×10⁻³ μm²,砂地比大于0.45,砂体连片发育程度高。岩石类型为中粒岩屑长石砂岩,颗粒相对较粗,石英等刚性颗粒及水云母含量较高,岩石抗压强度高,加之早期发育的绿泥石较为富铁,且自形程度较低,易形成绿泥石膜保护碎屑颗粒(图2h),使之不与孔隙水接触,原生粒间孔发育程度较高。储集空间主要为压实后的胶结物型残余粒间孔,面孔率平均值为3.24%,但受强机械压实作用的影响,该相分布面积不大。

2.2 不同成岩相的孔隙结构特征

沉积与成岩演化过程中的孔隙类型、孔喉特征等多因素的差异性,导致低渗透储层地质条件复杂,微观孔隙结构多样性明显,且孔隙度与渗透率相关性较差,即储层渗流能力并不只受孔隙大小、分布等单一因素的影响^[8],定性评价和定量分析不同成岩相微观孔隙结构对注水油田的高效开发具有十分重要的指导意义^[9]。

2.2.1 孔喉分布特征

水云母胶结—残余粒间孔相的主流孔隙半径介于110~190 μm(表1),大于150 μm的孔隙半径占总孔隙体积的35%以上,喉道以细喉道为主,偶见中喉道(图3a,b),平均喉道半径1.174 μm,主流喉道半径介于0.4~2.15 μm之间,其中0.7~2.1 μm的喉道半径对渗透率累积贡献率达90%以上(图4a),是主要的渗流通道,最终进汞饱和度高达91.5%。高压压汞显示其进汞门槛压力较低,平台范围较宽且偏向毛管压力曲线的左下方,大孔喉较多。

水云母胶结—长石溶蚀相中粒间孔比例约为22.7%,长石溶孔+岩屑溶孔则占总面孔率的75.7%(表1),孔隙半径大且分布较为均匀,大孔隙所占比例增加;喉道半径平均值为0.89 μm,以微细—细喉道为主,其分布呈明显的双峰型;主流喉道半径介于0.3~1.3 μm之间,其中大于0.5 μm的喉道对渗透率累积贡献率可达95%以上(图4b)。毛管压力曲线表现为相对偏向左下方较宽的平台方,排驱压力中等。

绿泥石胶结相粒间孔的孔隙半径平均值为130.2 μm,110~145 μm的孔隙占总孔隙的76%,大孔隙含量减小;喉道呈单峰态分布,以微细喉道为主,还有少量微喉道,其半径平均值0.67 μm;主流喉道半径介于0.56~1.05 μm,其中介于0.17~0.34 μm之间的喉道是主要渗流空间,毛管压力曲线略偏向右上方窄的平台(图4c)。

水云母胶结弱溶蚀相储层的晶间孔和溶蚀孔比例占总面孔率的50%~60%,大孔隙含量减小;喉道半径平均值为0.318 μm,以微喉道为主,还有少量微细喉道,双峰型分布。其中介于0.17~0.34 μm之间的喉道是该相的主要渗流空间,大于0.18 μm的喉道对渗透率累积贡献率达95%以上,毛管压力曲线平台较窄(图4d)。

碳酸盐胶结相以晶间微孔为主,平均孔隙半径为120.32 μm,微喉道发育,主要呈单峰态集中分布,平均喉道半径0.25 μm,主流喉道半径介于0.16~0.26 μm之间,其中大于0.12 μm的对渗透率累积贡献率可达95%以上。该相门槛压力最高(图4e),汞几乎无法进入,分选差,最终进汞量低,进汞饱和度平均值仅为45%。

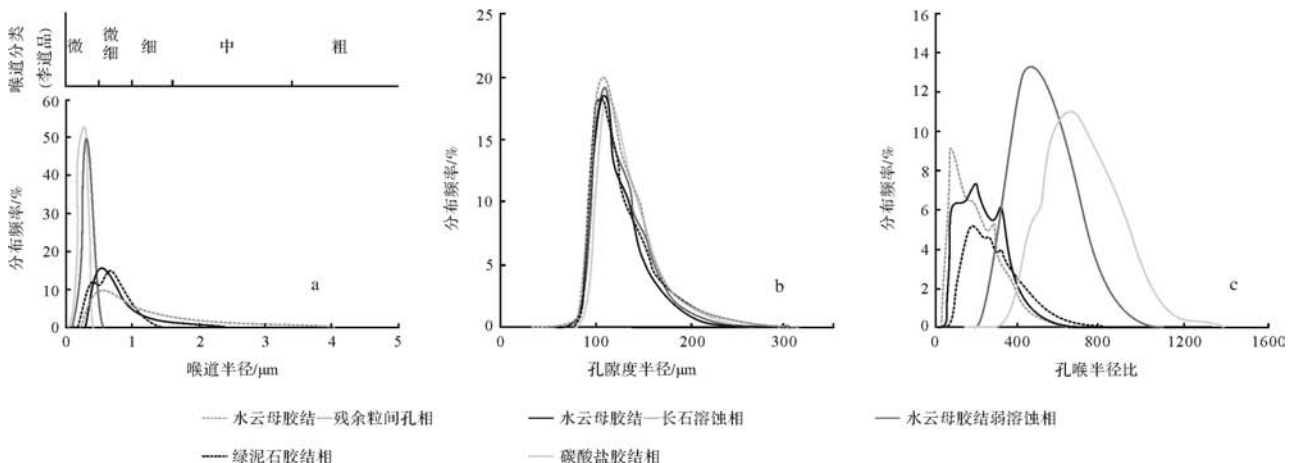
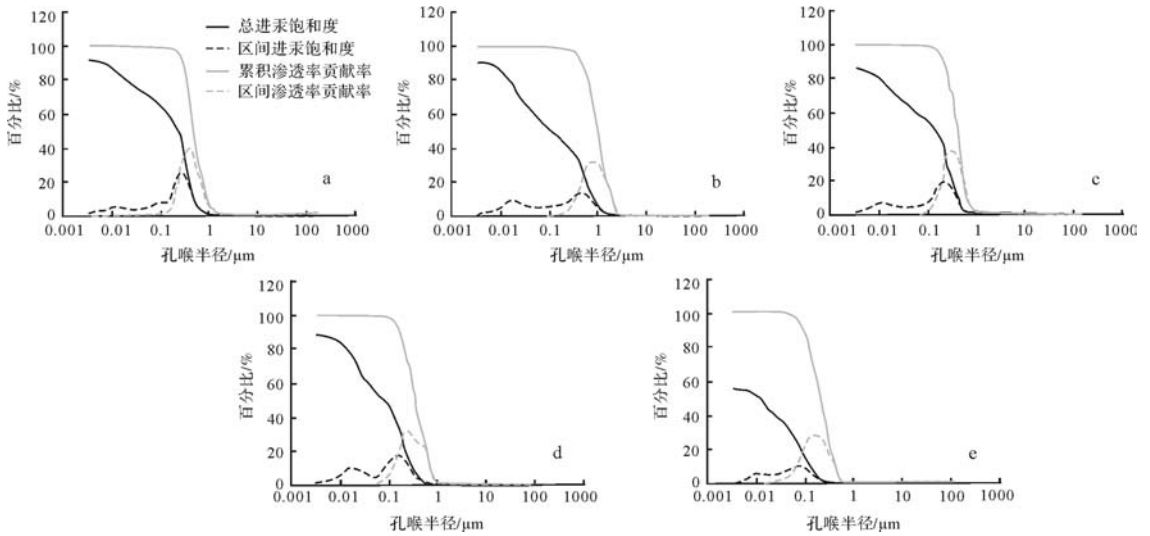


图3 板桥—合水地区长₆储层孔隙结构特征

Fig.3 Pore structure characteristics of Chang 6₃ reservoir in Banqiao-Heshui area

图4 长₆储层毛管压力曲线特征Fig.4 Capillary pressure curve characteristics of Chang 6₃ reservoir

由图3a、图3b还可看出随着不同成岩相孔隙类型的变化,孔隙半径大小接近、分布区间基本相似,但不同成岩相储层的渗透率贡献能力明显由分布相对集中的大喉道提供,尤其是当喉道半径呈双峰态分布时,由于喉道半径分布范围宽广,对渗透率的贡献相对较为分散,与渗透率贡献和峰值相比,进汞饱和度差及峰值总是相对滞后,且进汞量最高时的喉道半径对应的渗透率贡献值也不是最大(图4),由此表明小喉道对渗透率贡献率较低,较大喉道虽然体积较小,但对渗透率贡献率大。大喉道所占比例越大,渗流能力差异明显,说明在不考虑其他因素条件下,孔隙大小不是影响砂岩储层渗流能力的主要微观孔隙结构因素,喉道半径才是控制砂岩储层渗透性的主要因素。因此,水云母胶结—残余粒间孔相储层的渗流能力最强,其次为水云母胶结—长石溶蚀相储层,而碳酸盐胶结相储层的渗流能力最差。

2.2.2 孔喉半径比分布特征

低渗储层孔隙结构非均质性受孔喉半径比的影响,非均质性较强即孔喉半径比较大时,表现为小喉道包围大孔隙,孔隙内流体排出受阻,水驱油时连续相易被破坏而发生卡断,渗流阻力增强,油气可流动性降低,可动流体饱和度降低。孔隙结构非均质性越弱,孔喉半径比越小,较大孔隙易被大喉道所包围,孔隙内流体排出时,渗流阻力较弱,油气易通过这些大喉道连续排出,可动流体饱和度高^[10]。

水云母胶结—残余粒间孔相和水云母胶结—长石溶蚀相的细—微细喉道较为发育,前者有效孔喉半

径比最低,平均值为186(表1),分布范围小且频率较高(图3c),后者孔喉半径比较大,平均值为212,这两种成岩相的孔隙与喉道差异最小,即单个孔隙由多个大喉道连通,渗透性较好,孔隙内的油气极易通过喉道被开采出来。

绿泥石胶结相孔喉半径比较大,其频率分布近似呈现对称的正态分布,尽管以微喉道为主,但孔喉半径分布较均匀、孔喉的连通性好,渗流能力相对也较好。

水云母胶结弱溶蚀相、碳酸盐胶结相孔喉半径比最大,平均值分别为518、697,尽管其频率也呈现近似对称的正态分布,但由于喉道细小,单个孔隙多由少数小喉道连通,孔、喉连通性较差,富集于孔隙中的油气难以通过小喉道,采收率低。

2.2.3 孔喉连通性

前人一般是借助排驱压力、最大进汞饱和度、退汞效率等参数定性表征孔喉连通程度,本文在前人总结的结构渗流系数这一概念基础上作了适量修改,综合表征孔隙和喉道的配置关系及其连通性,公式如(1)示:

$$\varepsilon = R_{50} \sqrt{\frac{100K}{W_e}} \quad (1)$$

式中: ε 为结构渗流系数, μm^2 ; R_{50} 为中值孔喉半径, μm ; K 为气测渗透率, $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; W_e 为退汞效率,%。

可以看出结构渗流系数与中值孔喉半径和渗透率的方根成正比、与退汞效率的方根成反比,即中值

孔喉半径越大、岩石的渗透率越大、退汞效率越低,则结构渗流系数越大,孔喉连通性越好,储层岩石的孔隙结构越有利于流体的流动。

前述可知水云母胶结—残余粒间孔相的有效喉道半径最大、孔喉半径比最低、孔喉分选性较好、排驱压力较低、进汞量曲线呈单峰状(图4a),因而结构渗流系数最大(平均值 $0.16 \mu\text{m}^2$),储层的储集能力和渗流能力较好。水云母胶结—长石溶蚀相的孔喉分选相对较差,进汞量曲线呈双峰状、单峰状或峰态不明显(图4b),大孔喉的发育程度较水云母胶结—残余粒间孔相的少,孔喉连通性一般,结构渗流系数明显减小(平均值 $0.06 \mu\text{m}^2$)。绿泥石胶结相、水云母胶结弱溶蚀相和碳酸盐胶结相的结构渗流系数分别为 $0.02 \mu\text{m}^2$ 、 $0.01 \mu\text{m}^2$ 、 $0.005 \mu\text{m}^2$,孔喉半径小且分布范围宽,进汞量曲线双峰状明显,且峰值相当(图4c,d,e),从最小孔喉半径到最大孔喉半径的进汞量较前2类成岩相均匀,孔隙结构发育程度差,渗流能力也相对最差。

2.3 孔隙结构对储层渗流特征的影响

低渗透储层物性差异受微观孔隙结构的影响,较大喉道控制储层渗流能力,孔隙结构越好,渗孔比越大,储层越有利于流体流动。孔隙结构非均质性较强的储层岩石,油水相互干扰程度强,束缚水饱和度高,油水共渗区范围窄,等渗点处油水相对渗透率、含水饱和度均较低,弱亲水明显,从优势成岩相→劣势成岩相,共渗区范围逐渐变窄且差别较大(表2)。受流体流动压差的影响,优先占据孔隙的流体(水)含量升高,水相渗透率逐渐增大,而依靠后期被挤进去的非润湿性流体(油)的渗流通道减少,含油饱和度降低。低渗储层复杂的孔隙结构易造成油水两相共流时,油连续性被卡断而出现液阻效应^[11]。小喉道连通的孔隙空间(如以晶间微孔为主的水云母胶结弱溶蚀相储层)油气充注困难,束缚水饱和度高,而排驱压力低、连通性好的大孔喉空间(如水云母胶结—

残余粒间孔相)是油气充注的有利区。

3 成岩相测井响应及优质储层展布特征

通过分析各类成岩相的纵横向展布规律,不仅可以对成岩相展开评价,还可最终确定优质储层的展布情况^[2]。研究成岩相带的分布首先是以取芯井的单井成岩相解释成果为基础,分析相应成岩相的测井响应特征,建立测井解释模板,结合沉积相、孔隙演化程度及砂体展布规律,最终绘制成岩相平面分布图^[12-13]。

3.1 测井响应特征

本文以储层孔隙度、渗透率测井解释为基础,结合取芯井的岩芯分析、铸体薄片鉴定、扫描电镜测试等结果,将自然伽马(GR)、声波时差(AC)、电阻率(RT)、密度(DEN)等测井曲线与之相对应,建立出了不同成岩相的测井响应模版(表1)。

受钙质胶结的影响,碳酸盐胶结相孔隙度极低,测井响应表现为“二低二高”(图5),即低GR、低AC、高RT、高DEN,声波时差小于 $220 \mu\text{s}/\text{m}$,自然伽马介于 $65 \sim 95 \text{ API}$,密度一般大于 $2.6 \text{ g}/\text{cm}^3$ 。若储层为油层时,受孔隙流体性质的影响,该相储层的高电阻率特征不明显。

受伊利石等成岩自生矿物多呈孔隙充填式及衬垫式产出的影响,水云母胶结—弱溶蚀相储层的自然伽马值较高,密度测井值低,中子测井孔隙度低,中子—密度孔隙度差异大。

绿泥石胶结相储层在常规测井曲线上的响应特征表现为“三高一大”,即受粉砂质泥岩、泥质粉砂岩等岩性的影响,该相储层表现为中—高自然伽马,值为 $80 \sim 122 \text{ API}$,声波时差值为 $217 \sim 242 \mu\text{s}/\text{m}$,密度测井值为 $2.0 \sim 2.4 \text{ g}/\text{cm}^3$,中子—密度孔隙度差异较大。

水云母胶结—长石溶蚀相储层的伊利石等黏土

表2 长6₃储层不同成岩相渗流特征参数表

Table 2 Parameters of seepage property of different diagenetic facies in Chang 6₃ reservoir

成岩相	渗透率 $/\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度 %	束缚水		交点处		残余油时		两相共渗区 /%
			含水饱和度 /%	油有效渗透率 $/\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	含水饱和度 /%	油水相对 渗透率	含油饱和度 /%	水相对 渗透率	
水云母胶结—残余粒间孔相	0.252	10.5	37.8	0.007	59.3	0.148	35.3	0.322	26.8
水云母胶结—长石溶蚀相	0.167	9.8	37.7	0.005	60.6	0.087	36.7	0.150	25.6
绿泥石胶结相	0.126	8.9	41.5	0.005	60.1	0.064	37.3	0.157	21.2
水云母胶结弱溶蚀相	0.093	8.8	55.1	0.0021	59.7	0.051	61.2	0.086	17.2

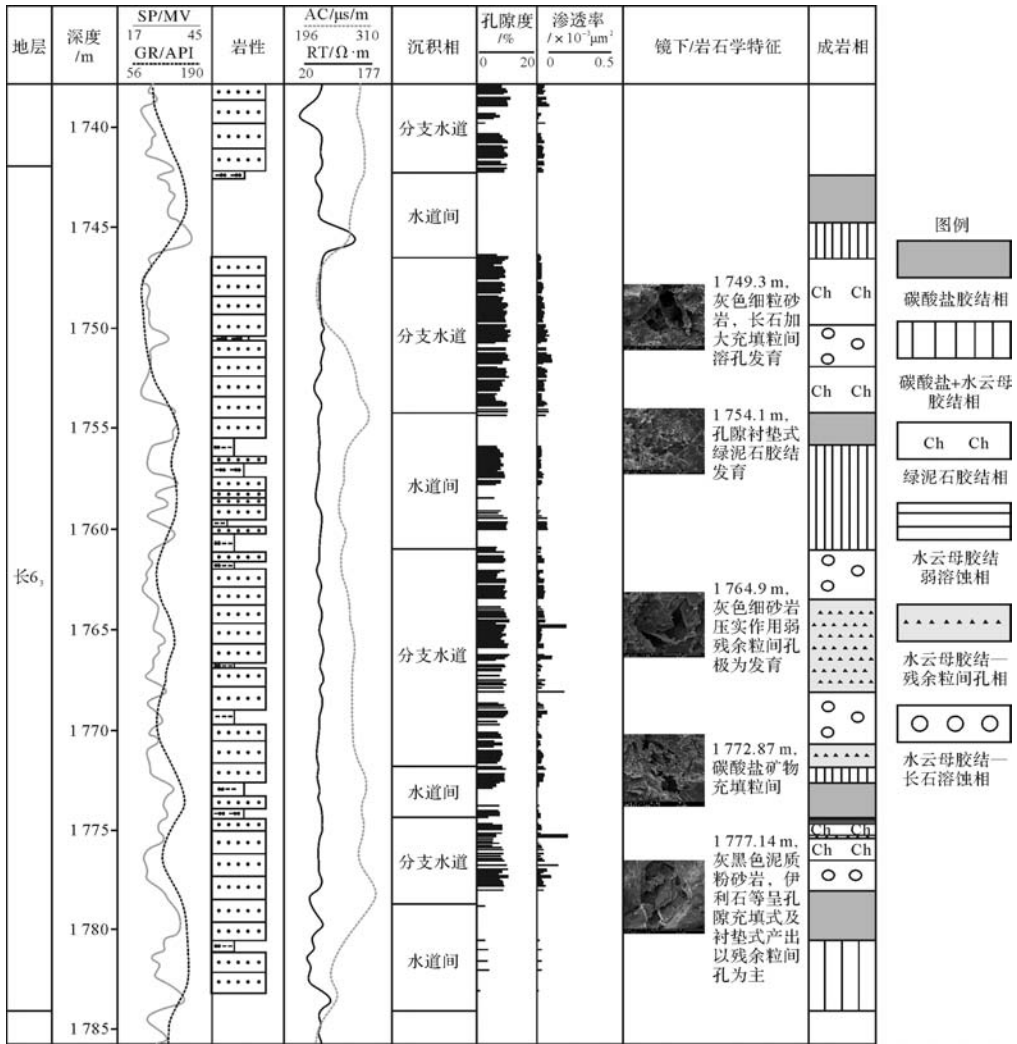


图5 板桥—合水地区长_{6₃}储层单井成岩相分析

Fig.5 Diagenetic facies analysis of Single well of Chang_{6₃} reservoir in Banqiao-Heshui area

矿物呈孔隙充填式产出,受长石等不稳定组分溶蚀的影响,中子孔隙度低于9.3%,中子—密度孔隙度差异较小,自然伽马值为85~104 API,声波时差值为207~230 $\mu\text{s}/\text{m}$,密度测井值为1.71~2.4 g/cm^3 ,电阻率130~160 $\Omega \cdot \text{m}$ 左右。

水云母胶结—残余粒间孔相主要发育重力流复合水道浊流沉积砂,由于储层物性好,残余粒间孔发育,储层密度也较低,测井响应特征表现为“三低一高”,即低GR、低AC、低DEN、高RT,且中子—密度孔隙度差异小。

整体上长_{6₃}层水云母胶结—长石溶蚀相和水云母胶结—残余粒间孔相发育程度较高,受酸性地层水的影响较强,表现为较好的有利成岩相带分布,因此长_{6₃}层是研究区较为有利的勘探层段。

3.2 成岩相展布特征及优质储层预测

储层储集性能既受沉积环境的影响,也与成岩作用密切相关^[14]。本文储层成岩相的划分和研究综合考虑了沉积环境对储层物性及成岩作用的影响,因此运用成岩相可有效分析和预测有效储层。依据成岩相测井响应特征,识别出研究区400多口井的成岩相类型,以沉积相和砂体的平面展布为底图,编制出成岩相平面分布图(图6),并与实际生产动态吻合性良好(图7),进一步说明了成岩相分类方案的合理性。

平面上长_{6₃}储层水云母胶结—长石溶蚀相和碳酸盐+水云母胶结相发育程度最高,其中物性较好的水云母胶结—长石溶蚀相储层主要发育在砂体厚度较大、粒度相对较粗的半深湖相重力流复合水道浊流沉积中,为有利的成岩相带,主要集中在研究区的西

南部、西北部和中部地区,反映到生产上表现为注入水线沿比例较大的细孔喉及中孔喉均匀推进,水驱波及面积较大,平均日产油量较高,低含水期稳产周期长,是油田开发的主力产层。碳酸盐+水云母胶结相发育在砂体厚度小于5 m、粒度较细的分支水道间,储层物性差,多分布在中部和东北部地区,并和水云母胶结—长石溶蚀相呈相间分布。水云母胶结—残余粒间孔相主要发育在半深湖相浊流沉积多期叠置分支水道的厚砂层中,在赤城乡一带小面积分布,属优质储层之一,其油水呈相对均匀的渗流,单井产能初期最高,但含水率上升快,稳产时间相对较短,开采难度最低。绿泥石胶结相位于半深湖相浊流沉积的分支水道边缘相带,储层物性中等,但分布较局限,仅在在马连嘎岬一带零星发育,尽管水驱油波及面积均匀,但由于该相小孔喉所占比例较大,注入水驱出这些小孔喉内的油较为困难,储层整体渗流效率差,见水后油水同产,产水量较大,最终驱油效果和采收率低。水云母胶结弱溶蚀相多呈孤岛状分布,储层物性差,单井产能最低,且产能降低速度较快,一旦见水,快速水淹,几乎没有稳产时间。碳酸盐胶结相储层物

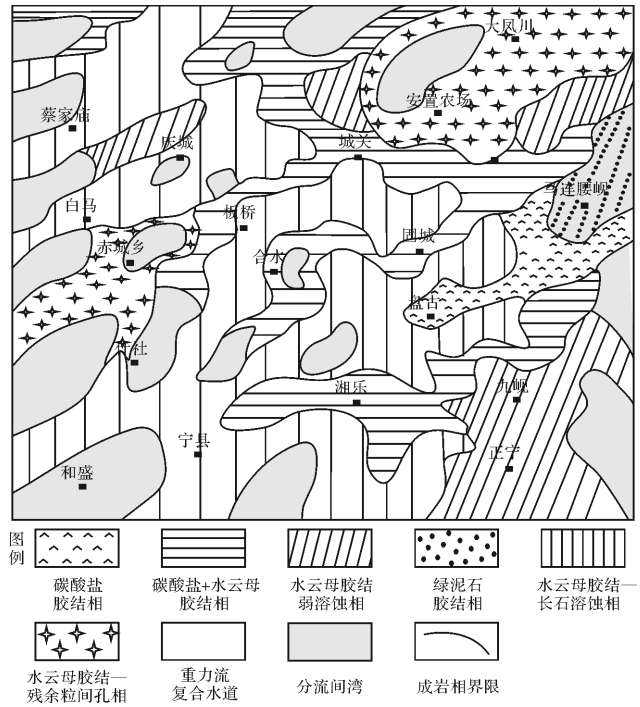


图6 长₆₃储层成岩相平面分布图

Fig.6 Diagenetic facies of Chang 6₃ reservoir

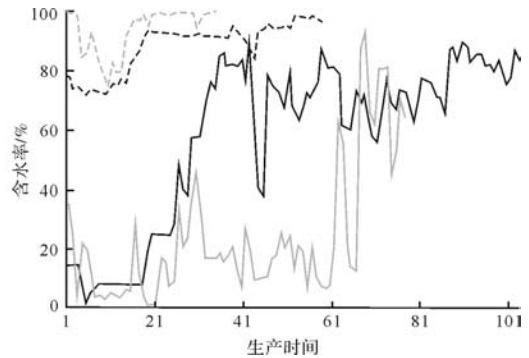
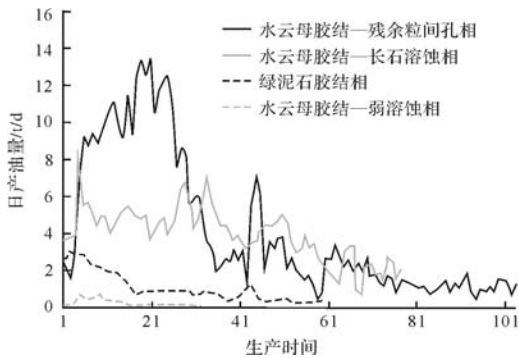


图7 不同成岩相典型单井生产曲线

Fig.7 Production curves of typical single wells of different diagenetic facies

性最差,仅在东部零星发育。

4 结论

(1) 板桥—合水地区长₆₃储层砂岩主要类型为岩屑长石砂岩,岩石结构成熟度中等或偏低,成分成熟度低。依据沉积微相发育特征、主要成岩作用、孔隙组合及其演化、成岩作用特征及其差异等,结合孔隙物含量及面孔率等,划分出6种成岩相:碳酸盐胶结相、碳酸盐+水云母胶结相、水云母胶结弱溶蚀相、绿泥石胶结相、水云母胶结—长石溶蚀相、水云母胶结—残余粒间孔相,孔隙结构依次变好。

(2) 建立了不同类型成岩相的测井响应特征,且成岩相划分方案与储层产油能力吻合性良好,优质储层展布受沉积相和成岩相双重控制。垂向上,长₆₃层底部水云母胶结弱溶蚀相发育,中上部发育分支水道沉积的水云母胶结—长石溶蚀相和水云母胶结—残余粒间孔相。平面上,长₆₃层水云母胶结—长石溶蚀相和水云母胶结—残余粒间孔相发育程度较高,受酸性地层水的影响强,为有利成岩相带分布区,是油田开发的主力产层;碳酸盐胶结相、碳酸盐+水云母胶结相孔隙结构发育程度差,富集于孔隙中的油气难以通过小喉道,采收率低。

参考文献(References)

- 1 张琴,朱筱敏,陈祥,等. 南华北盆地谭庄凹陷下白垩统成岩相分布及优质储层预测[J]. 石油与天然气地质, 2010, 31(4): 472-480. [Zhang Qin, Zhu Xiaomin, Chen Xiang, et al. Distribution of diagenetic facies and prediction of high-quality reservoirs in the Lower Cretaceous of the Tanzhuang sag, the southern North China Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2010, 31(4): 472-480.]
- 2 邹才能,陶士振,周慧,等. 成岩相的形成、分类与定量评价方法[J]. 石油勘探与开发, 2008, 35(5): 526-540. [Zou Caineng, Tao Shizhen, Zhou Hui, et al. Genesis, classification and evaluation method of diagenetic facies[J]. Petroleum Exploration and Development, 2008, 35(5): 526-540.]
- 3 Galeszzi S, Point O, Haddadi N, et al. Regional geology and petroleum systems of the Illizi-Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview[J]. Marine and Petroleum Geology, 2010, 27(1): 143-178.
- 4 罗静兰,李忠兴,史成恩,等. 鄂尔多斯盆地西南部上三叠统延长组长8、长6油层组的沉积体系与物源方向[J]. 地质通报, 2008, 27(1): 101-111. [Luo Jinglan, Li Zhongxing, Shi Cheng'en, et al. Depositional systems and provenance directions for the Chang 6 and Chang 8 reservoir groups of the Upper Triassic Yanchang Formation in the southwestern Ordos Basin, China[J]. Geological Bulletin of China, 2008, 27(1): 101-111.]
- 5 高辉,孙卫. 鄂尔多斯盆地合水地区长8储层成岩作用与有利成岩相带[J]. 吉林大学学报:地球科学版, 2010, 40(3): 542-548. [Gao Hui, Sun Wei. Diagenesis and favorable diagenetic facies of Chang 8 reservoir in Heshui area, Ordos Basin[J]. Journal of Jilin University: Earth Science Edition, 2010, 40(3): 542-548.]
- 6 时建超,孙卫,卢德根,等. 白豹地区延长组长8₁储层成岩作用与成岩相研究[J]. 地质科技情报, 2013, 32(4): 31-37. [Shi Jianchao, Sun Wei, Lu Degen, et al. Diagenesis and diagenetic facies of Yanchang Formation Chang-8₁ reservoir in Baibao area[J]. Geological Science and Technology Information, 2013, 32(4): 31-37.]
- 7 刘金库,彭军,刘建军,等. 绿泥石环边胶结物对致密砂岩孔隙的保存机制——以川中—川南过渡带包界地区须家河组储层为例[J]. 石油与天然气地质, 2009, 30(1): 53-58. [Liu Jinku, Peng Jun, Liu Jianjun, et al. Pore-preserving mechanism of chlorite rims in tight sandstone—an example from the T_{3x} Formation of Baojie area in the transitional zone from the central to southern Sichuan Basin[J]. Oil & Geology, 2009, 30(1): 53-58.]
- 8 葛岩,黄志龙,宋立忠,等. 松辽盆地南部长岭断陷登娄库组致密砂岩有利储层控制因素[J]. 中南大学学报:自然科学版, 2012, 43(7): 2691-2700. [Ge Yan, Huang Zhilong, Song Lizhong, et al. Controlling factors on high quality reservoir of tight sandstone of Denglouku Formation in Changling Fault Sag, southern part of Songliao Basin[J]. Journal of Central South University: Science and Technology, 2012, 43(7): 2691-2700.]
- 9 赖锦,王贵文,陈敏,等. 基于岩石物理相的储集层孔隙结构分类评价——以鄂尔多斯盆地姬塬地区长8油层组为例[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(5): 566-573. [Lai Jin, Wang Guiwen, Chen Min, et al. Pore structures evaluation of low permeability clastic reservoirs based on petrophysical facies: A case study on Chang 8 reservoir in the Jiyuan region, Ordos Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(5): 566-573.]
- 10 肖开华,冯动军,李秀鹏. 川西新场须四段致密砂岩储层微观孔隙与可动流体变化特征[J]. 石油实验地质, 2014, 36(1): 77-82. [Xiao Kaihua, Feng Dongjun, Li Xiupeng. Micro pore and throat characteristics and movable fluid variation of tight sandstone in 4th member of Xujiahe Formation, Xinchang gas field, western Sichuan Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014, 36(1): 77-82.]
- 11 黄文芬,王建勇,凡哲远. 孤东油田七区西相对渗透率曲线研究[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(3): 90-91. [Huang Wenfen, Wang Jianyong, Fan Zheyuan. A study on the relative permeability curves of the west area of Block 7 in Gudong oil field[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(3): 90-91.]
- 12 王秀平,牟传龙. 苏里格气田东二区盒8段储层成岩作用与成岩相研究[J]. 天然气地球科学, 2013, 24(4): 678-689. [Wang Xiuping, Mou Chuanlong. Diagenesis and diagenetic facies of reservoir in He 8 section of Shihezi Formation in east II part of Sulige gas field[J]. Natural Gas Geoscience, 2013, 24(4): 678-689.]
- 13 付晶,吴胜和,付金华,等. 鄂尔多斯盆地陇东地区延长组储层定量成岩相研究[J]. 地质前沿, 2013, 20(2): 86-97. [Fu Jing, Wu Shenghe, Fu Jinhua, et al. Research on quantitative diagenetic facies of the Yanchang Formation in Longdong area, Ordos Basin[J]. Earth Science Frontiers, 2013, 20(2): 86-97.]
- 14 何周,史基安,唐勇,等. 准噶尔盆地西北缘二叠系碎屑岩储层成岩相与成岩演化研究[J]. 沉积学报, 2011, 29(6): 1069-1078. [He Zhou, Shi Jian, Tang Yong, et al. Characteristics of diagenesis facies of Permian clastic reservoir in northwest margin of Junggar Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2011, 29(6): 1069-1078.]

Micro-pore Structure of Diagenetic Facies of Chang 6₃ Reservoir and Distribution of High Quality Reservoir in Banqiao-Heshui Area

ZHANG Qian¹ SUN Wei¹ MING HongXia¹ WANG Qian² ZHANG LongLong³

(1. State Key Laboratory of Continental Dynamics of Ministry of Education/Department of Geology, Northwest University, Xi'an 710069, China;

2. Exploration and Development Research Institute of Xinjiang Oil Field Co, Karamay, Xinjiang 834000, China;

3. The Gudong Oil Field Production of Michael Essien of SINOPEC, Dongying, Shandong 257200, China)

Abstract: Types of diagenetic facies and micro-pore structure characteristics of sandstone components of Chang 6₃ reservoir in Banqiao-Heshui area are systematically studied according to thin section, scanning electron microscope, mercury injection, constant-rate mercury penetration and relative permeability data. Logging response stencil is also established. Moreover, diagenetic facies parallel and planar distribution have been studied. The results show that relationship between quality of diagenetic facies controlled by sedimentary facies, diagenesis and pore structure, especially throat distribution, which is the major factor controlling the reservoir permeability. Reservoirs belonging to hydromica cementation-residual intergranular pore facies and hydromica cementation-feldspar dissolution facies, in which fine or micro-fine throat develops, pore connectivity is good, show the best flow ability and a relatively uniform oil-water percolation. These facies located in flow composite channel turbidite deposition in semi deep lake facies of gravity and oil within pores is easily mined through the throat. Pore throat radius of chlorite cementation facies and hydromica weak ementation dissolution facies is small but uniform distribution, besides this kind of reservoir distributed in the branching channel margin and seepage permeability is middle to poor. Carbonate cementation facies and carbonate + hydromica cementation facies with the worst pore structure mainly developed in the branch between the canal. Due to fine throat and poor pore connectivity, oil enrichment in pore is difficult to pass through fine throat, and recovery ratio of these two kinds of diagenetic facies is very low.

Key words: Banqiao-Heshui area; high quality reservoir; diagenetic facies; pore structure; log response