

查干改造型凹陷下白垩统储层及油气分布特征

王新民, 李天顺

(中国石油天然气集团公司西北地质研究所, 甘肃兰州 730020)

摘要: 查干凹陷下白垩统主要发育碎屑岩和火山岩两种储层, 以碎屑岩储层为主。碎屑岩储层具有成分与结构成熟度均低、高岩屑与高填隙物含量、多填隙物组分与多胶结类型的总体地质特征。碳酸盐胶结物的“选择性”溶蚀与火山岩层对其下砂岩压实作用的抑制共同作用使部分砂岩段在总体为低孔低渗碎屑岩储层中形成较发育的次生溶蚀孔隙并成为有效储层; 火山岩储层主要为溢流相的玄武岩, 未被完全充填的气孔、岩石次生蚀变及构造动力产生的裂缝, 形成缝洞型火山岩储层。已发现的构造-岩性复合低产油气藏的油层分布受有利相带砂体展布及碳酸盐胶结物晚成岩作用次生孔隙发育段的控制, 同时良好的油质是物性较差储层能够储集油气的重要原因。

关键词: 碎屑岩; 火山岩; 储层; 油气分布; 下白垩统; 查干凹陷

第一作者简介: 王新民, 男, 38岁, 高级工程师, 石油地质与沉积学

中图分类号: P618.130.21 **文献标识码:** A

1 下白垩统储层地质特征

地处内蒙古西部银根-额济纳旗盆地的东部, 面积约2 000 km²的查干凹陷(图1), 经历了白垩纪早期箕状断陷、晚期整体拗陷、晚白垩纪末期和第三纪挤压抬升改造, 在早白垩纪期间又经历有火山喷发、岩浆侵位的热力改造, 从而使其具有较一般西部陆上中生代凹陷更为复杂的石油地质特征。

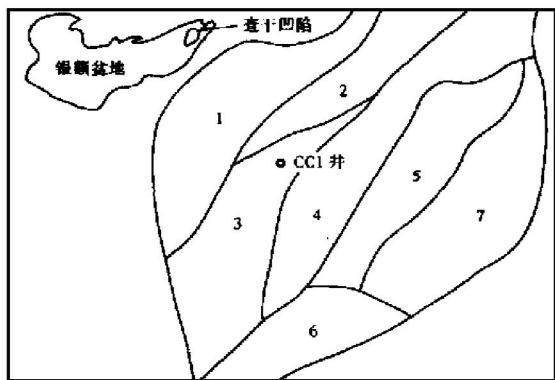


图1 查干凹陷位置与构造区划图

Fig. 1 Location and structural zonation of Chagan Depression

1—虎勒次凹; 2—巴润断鼻带; 3—额很次凹; 4—毛敦侵入带;
5—罕塔庙次凹; 6—海力素背斜带; 7—五华单斜带

1.1 沉积及演化

查干凹陷下白垩统发育碎屑岩、火山岩两种岩性储层, 从上至下分布在巴音戈壁组(K_1b)、苏红

图组(K_{1s})和银根组(K_{1y})三个组段(图2), 碎屑岩为主要储层, 火山岩为次要储层。

根据钻井、测井及地震等资料的综合分析研究, 查干凹陷储层的沉积分布与演化在不同层段具有不同特点(图2)。巴音戈壁组一段碎屑岩储层在凹陷的东北、西南端表现为洪积扇相沉积特征, 在凹陷中部表现为滨浅湖相沉积特征, 而在凹陷其它地区则表现为水下扇及扇三角洲相的沉积特征; 巴音戈壁组二段在毛敦侵入带、虎勒次凹及巴润断鼻带的部分区域经历有水下扇相→扇三角洲相的沉积演化, 额很次凹经历有从半深湖相→滨浅湖相的沉积演化, 而在凹陷的其它地区则主要表现为冲积-河流相沉积的特征; 苏红图组一段碎屑岩储层在凹陷南部为冲积-河流相沉积, 在凹陷北部边缘为扇三角洲及水下扇沉积, 而在凹陷中部的大面积区域则为滨浅湖相沉积; 苏红图组二段碎屑岩储层在凹陷内表现为从西向东的浅湖→滨浅湖→冲积-河流相的东西分带沉积演化特征; 银根组碎屑岩储层在凹陷内主要表现为冲积-河流相特征。火山岩以中基性的玄武岩为主, 发育于苏红图组中, 呈似层状分布, 以凹陷西北部及毛敦侵入带西北缘发育及分布较为广泛, 在形成及分布上主要受巴润断鼻带多组NE向断裂及控制毛敦侵入体形成的南部NE向断裂带的控制。总体岩性演化表现为从基性→中基性→中性的变化; 岩相演化表现为从溢流→侵入→次火山→火山沉积的变化。溢流相玄武

岩是查干凹陷火山岩的主要类型。

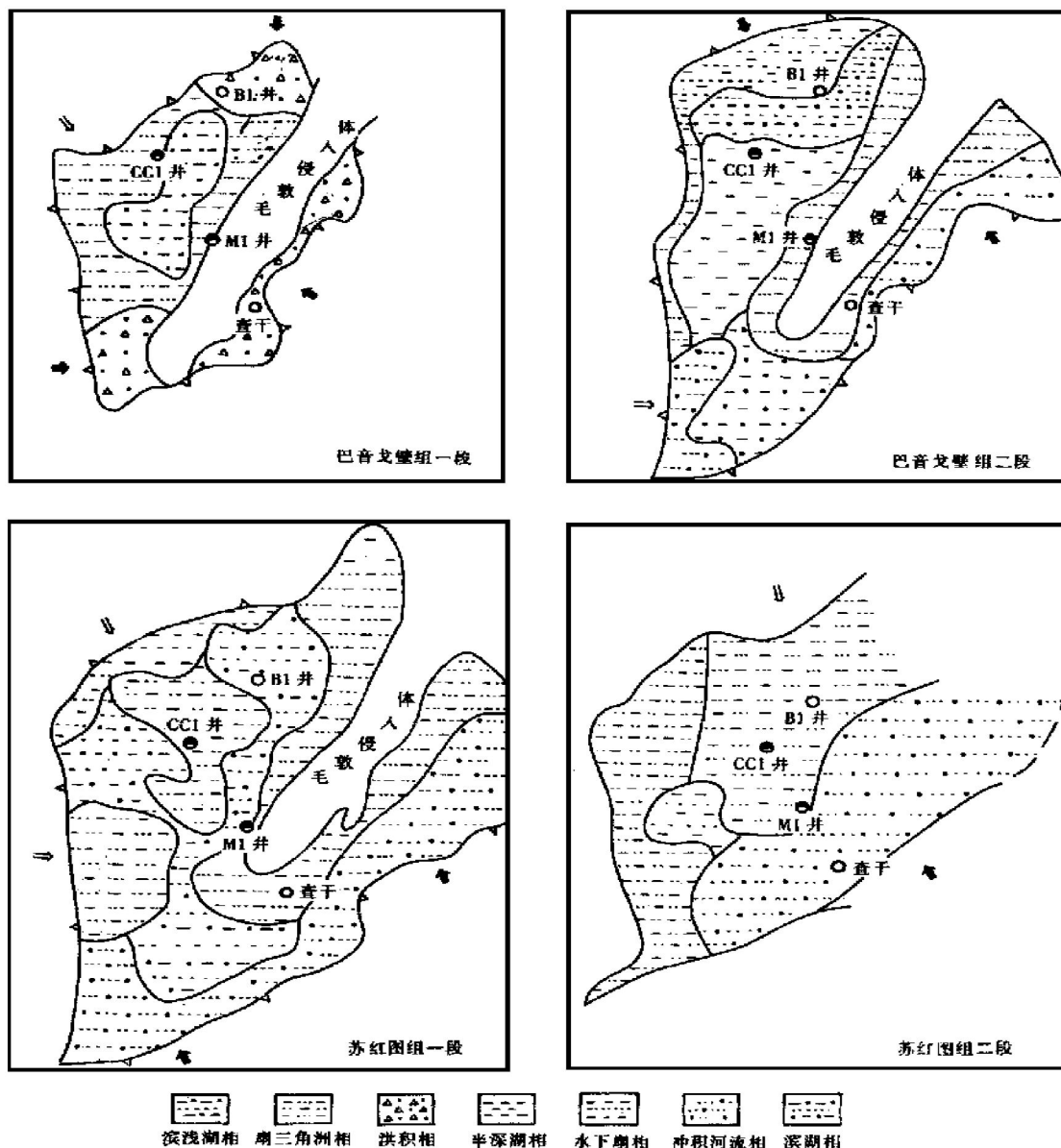


图 2 查干凹陷下白垩统沉积相图

Fig. 2 Sedimentary facies of Lower Cretaceous in Chagan Depression

1.2 储层岩石学特征

1.2.1 碎屑岩

碎屑岩储层总体表现为成分与结构成熟度均低、高岩屑与高填隙物含量、多填隙组分与多胶结类型的特征,具有近物源、快堆积、岩性多变的沉积特点。岩性以长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩及岩屑砂岩为主,少见长石砂岩;碎屑组分自巴音戈壁组→苏红图组一段→苏红图组二段→银根组岩屑含量减少而石英、长石含量增加;填隙物中呈胶结物形式存在的碳酸盐含量自巴音戈壁组→苏红图组一段增加,而从苏红图组一段→苏红图组二段→银根组减少;碎屑粒度自巴音戈壁组→苏红图组一段→苏红图组二段→银根组总体变细并渐向中-细粒级

集中,分选性变好。研究表明,中部及南部的巴音戈壁组二段、苏红图组一段及苏红图组二段碎屑岩具有较好的岩石学特征,储层物性也相对较好。

1.2.2 火山岩

火山岩主要为中基性溢流相的玄武岩、粗安岩及安山岩,少量为爆发相的凝灰岩、火山颈相或侵入相的熔结角砾岩及次火山相的辉绿岩;火山岩呈似层状分布于苏红图组一段、苏红图组二段中,总体表现为从苏红图组一段→苏红图组二段基性减弱而酸性增加;岩石中气孔杏仁较发育(但多被次生矿物充填),特别是在每一岩流层的顶底部,风化蚀变程度较低,但次生蚀变及构造破坏较明显,从而可使部分火山岩层具有一定的油气储集能力,形

成缝洞型火山岩储层。

1.3 储集空间及储集性能

1.3.1 碎屑岩储层

储集空间主要为各种次生孔隙,以晶间微孔、粒间溶孔、缩小粒间溶孔及粒内溶孔为主,另有少量构造微裂缝,对储层储集性能有较大贡献的孔隙主要是发育于碳酸盐胶结物中的次生溶蚀孔隙。研究表明,查干凹陷碎屑岩储层具有原生孔隙少而次生孔隙多、大孔隙少而微孔隙多、泥质杂基充填发育的孔隙少而碳酸盐胶结物发育的孔隙多的“三多三少”之特征。

据对凹陷 4 口钻井碎屑岩孔隙结构的研究,可将孔隙结构分为四类(图 3、4)。I 类孔隙结构储

压力曲线呈粗歪度平台型,80% 的喉道半径大于 0.4 μm,最大连通喉道半径大于 30 μm; II 类孔隙结构储层主要见于苏红图组一段中上部及苏红图组二段部分层段,为本凹陷中的较好储层,毛管压力曲线呈偏细歪度斜坡型,40%~80% 的喉道半径大于 0.4 μm,最大连通喉道半径 3~30 μm; III 类孔隙结构多见于苏红图组一段下部及巴音戈壁组上部,为本凹陷中的较差储层,毛管压力曲线呈较细歪度陡坡型,喉道半径多小于 0.1 μm(40%~70%),最大连通喉道半径 0.3~3 μm; IV 类孔隙结构常见于巴音戈壁组中下部,为本凹陷中的最差储层,毛管压力曲线呈细歪度陡坡型,70% 以上的喉道半径小于 0.1 μm,最大连通喉道半径小于 0.3 μm。

从钻井取芯实测储层物性及数据来看,查干凹陷碎屑岩储层物性普遍较差,除少部分层段的储层可达低孔低渗或低孔中渗、中孔中渗外,大多数储层为特低孔特低渗储层(表 1)。储层物性在纵向上表现为从银根组→苏红图组二段→苏红图组一段→巴音戈壁组逐渐变差,在横向上表现为在碳酸盐胶结物发育的区块及火山岩层段之下的碎屑岩其储层物性变好,这说明储层物性的好坏直接与碳酸盐胶结物溶蚀形成的次生孔隙有关,同时也说明火山岩作为一种隔挡层对下伏碎屑岩次生孔隙发育具有一定的促进作用。

表 1 查干凹陷下白垩统碎屑岩储层物性分析统计表

Table 1 Statistics of physical property from Lower Cretaceous clastic rock reservoirs of lower cretaceous in Chagan Depression

层位	井号	孔隙度/%	渗透率/10 ⁻³ μm ²
K ₁ y	CC1 井	5.0~5.1 (2)	0.1~0.12 (2)
	M1 井	26.5~26.8 (2)	0.11
K ₁ s ₂	CC1 井	7.2~7.3 (2)	0.25~0.30 (2)
		26.7	0.28
	M1 井	6.5~6.8 (2)	0.8~0.9 (2)
	B1 井	4.0~12.3 (3)	0.01~0.3 (4)
K ₁ s ₁	CC1 井	2.8~10.1 (93)	0.01~6.02 (92)
		6.4	0.25
	M1 井	1.8~16.3 (13)	0.01~101 (13)
	B1 井	2.8~9.8 (3)	0.01~0.24 (3)
K ₁ b	CC1 井	1.2~2.1 (4)	0.01~0.02 (4)
		1.7	0.01
	M1 井	2.1~12.8 (36)	0.01~7.86 (36)
	B1 井	1.4~6.1 (20)	0.01~0.7 (20)

注: $\frac{\text{最小值}-\text{最大值}}{\text{平均值}}$ (样品数)

1.3.2 火山岩储层

孔隙空间分为三类:第 I 类为矿物蚀变形成的

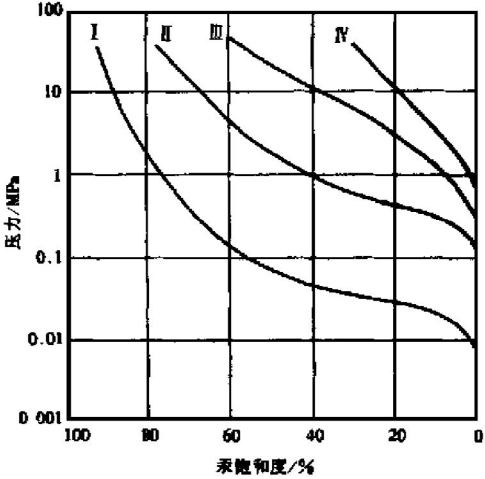


图 3 查干凹陷碎屑岩储层毛管压力曲线类型图
Fig. 3 Curve types of capillary pressure from clastic rock reservoirs of Chagan Depression

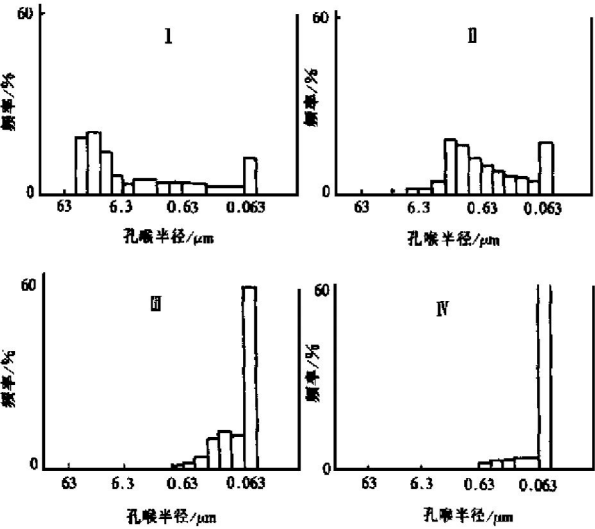


图 4 查干凹陷碎屑岩储层孔喉半径分布图
Fig. 4 Distribution of pore-throat radius of clastic rock reservoirs in Chagan Depression

层主要见于银根组,为查干凹陷最好的储层,毛管

粒内微孔隙,如玄武岩或安山岩中暗色矿物橄榄石、辉石或角闪石等发生伊利石化、蛇纹石化、绿泥石化或碳酸盐化等形成的粒内微孔;第II类是玄武岩或安山岩的气孔被方解石或绿泥石等半充填而残留的孔隙或者充填物自身形成的晶间微孔;第II类则是岩石冷却过程中由于体积收缩或者受到后期构造作用改造而产生的各种裂缝、洞穴。这三种类型孔隙中,后2种类型对油气的储集较为有利,这已为钻井油气显示所证实。

火山岩储层的孔隙结构可分为二类(图5、6)。I类见于气孔杏仁及裂缝较发育的火山岩中,初始进汞压力小于0.01 MPa,进汞饱和度小于40%,孔喉半径呈双峰式分布,主要集中于0.1 μm 以下;63 μm 左右的孔喉主要是未完全填充的气孔及裂缝,而小于0.1 μm 的孔喉则是岩石蚀变的晶间微孔。II类见于气孔杏仁不发育的蚀变火山岩中,初始进汞压力大于1 MPa,进汞饱和度小于30%,孔喉几乎全小于0.15 μm ,说明孔隙主要为岩石蚀变形成的矿物晶间微孔。I类孔隙结构的火山岩具有较好的储集能力。

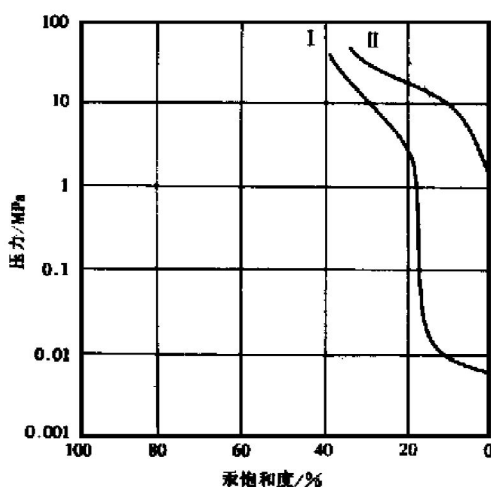


图5 查干凹陷火山岩储层毛管压力曲线类型图

Fig. 5 Curve types of capillary pressure from volcanic rock reservoirs of Chagan Depression

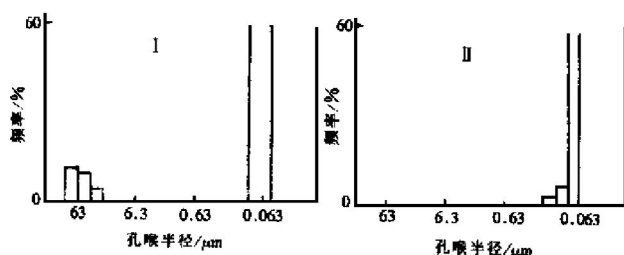


图6 查干凹陷火山岩储层孔喉半径分布图

Fig. 6 The distribution of pore-throat radius of volcanic rock reservoirs in Chagan Depression

对火山岩储层物性测定,孔隙度3.1%~14.3%,平均7.4%,渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \sim 0.26 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均 $0.09 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,总体表现为差储层的特征,说明储层物性好坏主要与岩石蚀变、残留气孔及微裂缝发育程度有关。

1.4 成岩作用及孔隙演化

1.4.1 碎屑岩储层

主要经历有机压实、胶结、溶蚀及构造应力等成岩作用的改造。机械压实作用总体上表现为对储层物性的破坏性作用,但凹陷中呈似层状分布的早白垩世中基性火山岩对其下伏碎屑岩储层的机械压实作用有一定的抑制,在一定程度上减缓了下伏砂体体积的减小和孔隙体积的损失,利于碎屑间孔隙内溶蚀作用的发育。胶结作用主要表现为泥晶方解石、微晶方解石或白云石等对孔隙的充填,有3种胶结方式:第1种为方解石对碎屑颗粒的胶结,这为期后产生发育的次生溶蚀孔隙提供了有利条件;第2种为以方解石为主但含有一定量铁方解石和铁白云石对碎屑颗粒和岩石裂隙的胶结,这种胶结物期后次生溶蚀孔隙发育较差;第3种为铁方解石及铁白云石对岩石裂隙的胶结,这种胶结物不利于期后次生溶蚀孔隙的发育。溶蚀作用是次生孔隙形成的主要原因,发育于碳酸盐胶结物较为集中的层段,特别是早期碳酸盐胶结的层段,可分为3期:早期溶蚀多发生在岩石压实较弱、埋藏较浅、胶结物为碳酸盐的岩石中,以银根组多见、苏红图组少见,形成较为发育的粒间溶孔并往往有特大溶蚀孔;中期溶蚀作用多发生于岩石压实中等、埋藏较深、胶结物以碳酸盐和泥质并重的岩石中,主要见于苏红图组和少部分巴音戈壁组,形成以粒间溶孔为主、粒内溶孔多见的次生孔隙,发育程度较早期溶蚀差;晚期溶蚀作用主要发育于岩石压实强度较大、埋藏深、填隙物为钙质、泥质、泥硅质等非单一性组分的岩石中,多见于巴音戈壁组,少见于苏红图组一段,形成的次生孔隙多为填隙物内晶间微孔、粒内溶孔、微裂缝等,数量较少且体积较小。

成岩作用依据中国石油天然气行业标准《碎屑岩成岩阶段划分规范》分为早成岩B期、晚成岩A₁期、A₂期及晚成岩B期4个阶段。早成岩B期为次生孔隙的开始发育阶段,孔隙类型以混合孔为主,压实、胶结及溶蚀作用共存,银根组中上部属于这一阶段;晚成岩A₁期为次生孔隙的较发育阶

段, 孔隙类型以次生孔隙为主, 溶蚀作用为主要的成岩作用, 除表现为碳酸盐胶结物的溶蚀外, 尚有少量长石、岩屑的溶蚀, 银根组下部及苏红图组二段中上部属于这一阶段; 晚成岩 A₂ 期为次生孔隙的发育阶段, 孔隙类型为次生孔隙, 溶蚀作用为主要的成岩作用, 除碳酸盐胶结物的溶蚀外, 泥质充填物及长石、岩屑也普遍溶蚀, 苏红图组二段下部及苏红图组一段属这一阶段; 晚成岩 B 期是次生孔隙减少阶段, 孔隙类型仍为次生孔隙但发育程度差, 压实作用明显, 溶蚀作用更多地表现为对泥质充填物、长石及岩屑的溶蚀, 硅质胶结较发育, 巴音戈壁组属于这一阶段。

1.4.2 火山岩储层

火山岩经历了 3 个阶段的成岩演化。随着岩浆的冷凝和矿物结晶, 岩石体积收缩产生裂缝并在熔岩的顶底形成气孔, 使火山岩具有一定的储集性能, 这是查干凹陷火山岩“成岩作用”的第 1 阶段; 随后, 岩浆中携带的气、液组分聚集并形成气化热液, 充填已形成的气孔和裂缝, 使火山岩储集性能变差, 这是第 2 阶段; 随着火山岩被埋藏、构造动力作用及地下水液对其的改造, 火山岩发生蚀变产生次生溶蚀孔及各种裂缝、洞穴, 从而改变火山岩的储集性能, 这是第 3 阶段。查干凹陷火山岩储层的孔隙是第 2、第 3 成岩作用阶段演化的结果。

2 油气分布特征

2.1 油藏类型为构造-岩性复合油气藏

对两个低产油气藏的研究表明, 额 15 号油藏是一个在毛敦侵入体刺穿遮挡构造背景上形成的受岩性控制的构造-岩性复合油气藏(图 7); 巴南

油藏是一个在断块构造背景下夹持于火山岩之间的构造-岩性复合油气藏(图 8)。这两个油气藏中的油层分布受砂体展布控制, 油层分布与砂体展布和物性变化相吻合, 砂体横向变化快, 钻井揭示岩相纵向也变化快*。

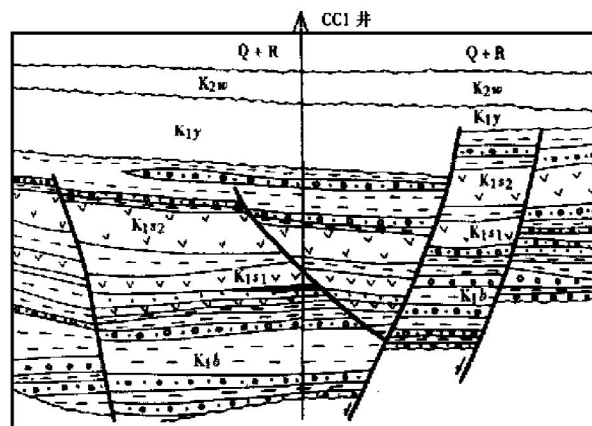


图 8 查干凹陷巴南油气藏剖面示意图

Fig. 8 Sectional sketch map of Banan oil and gas pools in Chagan Depression

2.2 储层岩性为三角洲-滨浅湖相砂岩

额 15 号油气藏的油气储层为三角洲前缘河道及滨浅湖滩砂为主的含砾长石岩屑砂岩或岩屑长石砂岩, 单个砂层厚度变化大, 可从 0.8~5.2 m, 最大可达 9.4 m, 储层物性总体较差, 以特低孔特低渗为主。巴南油气藏的油气储层为滨浅湖滩砂的长石岩屑含砾不等粒砂岩, 砂体单层厚度 0.5~1.5 m, 最厚仅 4 m, 储层物性以特低孔特低渗为主。

2.3 产油层段正处于晚成岩作用的次生孔隙发育段

额 15 号油藏和巴南油藏的产油层段正处于晚成岩作用次生孔隙的发育段, 储集空间为碳酸盐胶结物经溶蚀而形成的次生粒间溶孔、缩小粒间溶孔及部分粒内溶孔。额 15 号油藏砂体的孔隙度最大为 12.8%, 渗透率最大为 $7.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 属于低孔特低渗储层类型; 巴南油气藏砂体的孔隙度最大为 10.1%, 渗透率最大为 $6.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 也同样属于特低孔特低渗储层类型。

2.4 良好的油质是物性差储层能够聚集油气的重要原因

低产油气藏原油物性分析, 在 20℃时密度为 0.809 0~0.836 2 g/ml, 在 50℃时粘度 2.63~

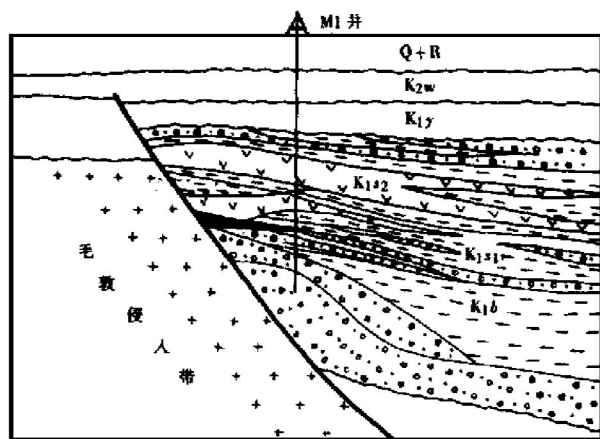


图 7 查干凹陷额 15 号油气藏剖面示意图

Fig. 7 Sectional sketch map of E-15 oil and gas pools in Chagan Depression

* 郭彦如, 张虎权, 李天顺, 等. 银根-额济纳旗盆地石油地质特征综合评价研究. 1998

6.06 mPa·s, 凝固点 12~20 °C, 含硫量 0.020%~0.037%, 含蜡量 9.25%~9.3%, 饱和烃含量高, 具有凝析油-轻质油的特征。这种油质可使油气在物性差的砂体中运移、聚集, 从而形成油藏。

勘探实践表明, 针对低孔低渗物性差储层, 广泛应用沉积相综合分析、与地震反演预测相结合的方法寻找有利沉积相带和易于成岩作用改造、发育次生溶蚀孔隙且物性相对较好的砂体, 就有可能实现查干凹陷油气勘探的突破。

3 结论

(1) 查干凹陷下白垩统储层具有碎屑岩和火山岩两种类型, 以碎屑岩储层为主; 低成分与低结构成熟度、高岩屑与高填隙物含量、多填隙物组分与

多胶结类型、岩性多变是碎屑岩储层的总体地质特征。

(2) 凹陷内碎屑岩碳酸盐胶结物的“选择性”溶蚀与火山岩对其下碎屑岩砂体压实作用的抑制的共同作用, 形成了部分物性较好砂岩层段较为发育的次生孔隙储集空间。

(3) 火山岩储层为溢流相的玄武岩, 其储集空间主要为未被完全充填的气孔、岩石次生蚀变及构造动力产生的缝洞。

(4) 查干凹陷已发现的低产油气藏属构造-岩性复合油气藏, 油层分布受有利相带砂体展布及碳酸盐胶结物晚成岩作用次生孔隙发育段的控制; 同时, 良好的油质是查干凹陷物性差储层能够储集油气的重要原因。

CHARACTERS OF LOWER CRETACEOUS RESERVOIRS AND OIL-GAS DISTRIBUTION IN CHAGAN REFORMED DEPRESSION

Wang Xinmin Li Tianshun

(Northwest Research Institute of Geology, CNPC, Lanzhou)

Abstract: Lower Cretaceous in Chagan Depression developed mainly volcanic and clasticrock reservoirs. The clasticrock reservoirs are characterized by low maturities of composition and texture, high contents of rock debris and filling materials, multi-compositon of filling materials and multi-type cementation. The selective soultion of carbonate cement and compacting of volcanic rocks resulted in the development of secondary pores, thus forming available reservoirs in some sections of low porous and low permeable clastic rocks. Volcanic rock reservoirs are mainly formed by overflow basalt, incompletely filled pores, fractures and holes in it and they are favourable reservoir spaces. The distribution of oil layers in the reservoirs is controlled by the sandbody distribution of favourable facies zones and the sections where secondary pore developed. At the same time, high quality oil is an important reason for oil accumulation in reservoirs with poor reservoir physical properties.

Key words: clastic rock; volcanic rock; reservoir; oil-gas distribution; Lower Cretaceous; Chagan Depression

COMPARISON OF THERMAL EVOLUTION HISTORY IN SEDIMENTARY BASINS, NORTH CHINA

Ren Zhanli

(*Geology Department, Northwest University, Xi'an, Shaanxi*)

Abstract: Most sedimentary basins in China belong to superimposed basins, their palaeogeothermal fields were generally reformed or changed. According to different reformation types of palaeogeothermal fields, the reformations can be classified into deep buried reformation, thermal event reformation and stress reformation. Because of differences in regional geology background and evolution history, there were greater differences in palaeogeothermal fields of the basins in North China. North China Basin and Tarim Basin were located in stable craton in Paleozoic, and characterized by stable sedimentary structures, and low geothermal gradients; Turpan-Harimi Basin and Junggar Basin were located in Hasakestain Plate, underwent fault subsidence and strong tectonic activities, and their geothermal gradients were high. Geothermal gradients of the basins in the eastern of Algin Rift were higher than those of the basins in western of Algin Rift in Late Mesozoic, and tectonic activities were stronger, indicating a strong regional tectonic thermal event. The basins on the western of Algin Rift were all compressive depressions, their geothermal gradients were lower. Since Cenozoic, the eastern region of China has been in stretching background, geothermal gradient and heat flow are high in the basins; the west part of China has been in the crust compression and thickening background, geothermal gradient and heat flow are lower in the basins.

Key words: North China; sedimentary basin; tectonic geothermal event; palaeothermal gradient; thermal evolution history; reformation

(上接第 27 页)

DEVELOPMENT CHARACTERISTICS OF FLUID DYNAMICS IN REFORMED BASINS

Wang Zhenliang

(*Geology Department, Northwest University, Xi'an, Shaanxi*)

Abstract: The migration nature of fluid and post-reformation of petroliferous basins resulted in multi-period of migration, accumulation, pool-forming and destruction of oil and gas in geological history. On the basis of the researches made on fluid dynamics in Junggar and Ordos Basins, three major characteristics of fluid dynamics of reformed basins were summarized: 1. planar fluid dynamic field could usually be divided into several relatively independent systems; 2. the distribution and evolution of fluid dynamics could be divided into different stages in geological history; 3. the distribution patterns of fluid dynamics of different strata were not always coincided in space.

Key words: reformed type; characteristics; fluid dynamics; hydrocarbon migration, hydrocarbon; accumulation; basin