

文章编号: 1000-0550(2002)04-0644-06

# 查干凹陷下白垩统碎屑岩储层成岩演化与油气成藏

岳伏生<sup>1,2</sup> 马 龙<sup>2</sup> 李天顺<sup>2</sup>

1(中国科学院地质与地球物理研究所 北京 100029)

2(中国石油勘探开发研究院西北分院 兰州 730020)

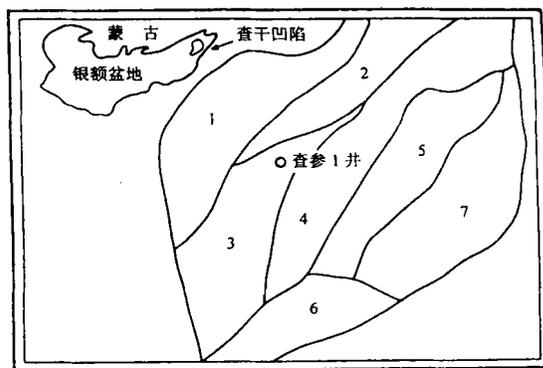
**摘 要** 查干凹陷轻质低硫成熟原油的发现显示出查干凹陷良好的油气勘探前景。低成分成熟度和低结构成熟度、高岩屑含量和高填隙物含量、多填隙组分和多胶结类型是查干凹陷下白垩统碎屑岩储层的岩石学特征,碳酸盐胶结物的选择性溶蚀、火山岩呈似层状存在于地层中对下伏碎屑岩压实作用的减缓是查干凹陷特低孔特低渗储层能够形成较为发育的次生溶蚀孔隙并成为有效储层的原因,受岩性控制、有利构造环境是查干凹陷油气成藏的特点,寻找储层形成的有利沉积相带和易于成岩作用改造、发育次生溶蚀孔隙而且物性相对较好的砂体,是查干凹陷油气勘探实现突破的根本。

**关键词** 碎屑岩 储层 成岩演化 油气成藏 下白垩统 查干凹陷

**第一作者简介** 岳伏生 男 1958年出生 在读博士研究生 高级工程师 石油地质

**中图分类号** P618.130.2<sup>+</sup>1 **文献标识码** A

查干凹陷是我国内蒙古西部银根—额济纳旗盆地东部的一个中生代沉积凹陷,属我国陆上少有的几个具有油气勘探前景的新区之一。银根—额济纳旗盆地面积  $1.2 \times 10^5 \text{ km}^2$ , 油气勘探程度较低,经过区域概普查、地震普查和以钻井为主要手段的初期勘探阶段,确定有查干、天草、哈日等有利凹陷,特别是查干凹陷将是银根—额济纳旗盆地中最有希望获得油气突破的凹陷。查干凹陷自 94 年进入勘探阶段,先后进行过地震资料构造精细解释、非地震物化探综合研究、石油地质条件分析及含油气远景评价等多方面的研究并钻有石油钻井 4 口,发现并确定有巴南、额 15 号油藏,显示出良好的油气勘探前景。查干凹陷目前正在由中国石化中原油田公司进行新一轮勘探。



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

图 1 查干凹陷位置及构造单元划分示意图

Fig. 1 Location and structural units of Chagan Depression

## 1 地质概况

查干凹陷地处我国内蒙古西部银根—额济纳旗盆地的东部,面积约  $2000 \text{ km}^2$ ,可划分为 7 个构造单元,见图 1。近年来的勘探研究表明:查干凹陷基底为二叠系浅变质岩系,沉积盖层由下白垩统、上白垩统和新生界组成,最大埋深 6400 m,缺失三叠系和侏罗系。凹陷的形成经历了早白垩世早期箕状断陷、晚期整体拗陷和晚白垩世末期及第三纪的挤压抬升改造,在早白垩世期间经历有火山喷发、岩浆侵入的热力改造。查干凹陷的断裂分布具有较明显的分区特征,正断层集中分布在凹陷的东北部而逆断层则主要分布于凹陷

的西南部,呈 NE 向及 NEE 向展布,图拉格正断层和海力素 1 号逆断层分别为控制凹陷北南边界的凹陷内一级断裂,也是白垩纪早期箕状断陷形成及晚白垩世末期及第三纪的挤压抬升改造的主要控制因素。下白垩统自下而上可分为巴音戈壁组 ( $K_{1b1}$ 、 $K_{1b2}$ )、苏红图组 ( $K_{1s1}$ 、 $K_{1s2}$ )和银根组 ( $K_{1y}$ ),与其下的二叠系及其上的上白垩统均呈角度不整合,巴音戈壁组与苏红图组之间为整合接触,苏红图组与银根组之间为角度不整合接触。 $K_{1b1}$  时期凹陷的东北及西南部为洪积扇相沉积,中部为滨浅湖相,其它地区为水下扇和扇三角洲相; $K_{1b2}$  时期在毛敦侵入带、虎勒次凹及巴润断

鼻带经历有水下扇→扇三角洲相的沉积演化, 额尔齐斯凹经历有半深湖相→滨浅湖相的沉积演化, 其它地区主要为冲积—河流相沉积;  $K_{1s1}$  时期在凹陷南部为冲积—河流相沉积, 凹陷北部为扇三角洲及水下扇沉积, 中部为滨浅湖相沉积;  $K_{1s2}$  时期凹陷内整体表现为从西向东的浅湖→滨浅湖→冲积—河流相的沉积演化特征;  $K_{1y}$  时期凹陷内整体表现为冲积—河流相特征。

查干凹陷完成石油钻井四口, 在巴音戈壁组二段、苏红图组一段和二段发现多个油层, 其中有两口井分别在  $K_{1b2}$  和  $K_{1s1}$  经试油获低产油流, 显示出查干凹陷良好的油气勘探前景。

## 2 储层成岩演化

### 2.1 储层岩石学

查干凹陷下白垩统碎屑岩在岩性上以长石岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和岩屑砂岩为主, 少见长石砂岩, 无石英砂岩。根据对查干凹陷三口石油钻井下白垩统碎屑岩组分含量及结构的统计: 碎屑组分表现为自  $K_{1y}$

→ $K_{1s2}$ → $K_{1s1}$ → $K_{1b2}$  岩屑含量增加而石英、长石含量减少; 填隙物中, 碳酸盐含量表现为自  $K_{1y}$ → $K_{1s2}$ → $K_{1s1}$  减少而自  $K_{1s1}$ → $K_{1b2}$  增加, 泥质含量总体上表现为自  $K_{1y}$ → $K_{1s2}$ → $K_{1s1}$ → $K_{1b2}$  减少; 碎屑粒级上, 总体上表现为自  $K_{1y}$ → $K_{1s2}$ → $K_{1s1}$ → $K_{1b2}$  变粗并向粗粒集中, 分选性变差; 胶结类型上, 以孔隙胶结为主, 基底式胶结和接触式胶结为辅, 并有其它多种胶结类型。查干凹陷下白垩统碎屑岩总体上表现为低成分成熟度和低结构成熟度、高岩屑含量和高填隙物含量、多填隙组分和多胶结类型的特征, 反映了近物源、快堆积、岩相多变的沉积特点。

### 2.2 储层物性

根据对查干凹陷下白垩统碎屑岩钻井岩心实测储层物性分析数据及测井解释物性数据的统计(见表 1), 除少部分层段的储层可达低孔低渗、低孔中渗或中孔中渗外, 大多数储层属特低孔特低渗型的储层, 这种储层特点的形成除受其岩石学上低成分成熟度和低结

表 1 查干凹陷下白垩统碎屑岩储层物性数据统计表

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

层位	分析化验值		测井解释值	
	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$	孔隙度/%	渗透率/ $10^{-3}\mu\text{m}^2$
$K_{1y}$	5.0~26.8	0.09~0.12	3.0~27.0	11.06~800.00
$K_{1s2}$	4.0~12.3	0.01~0.30	2.5~22.0	0.01~100.00
$K_{1s1}$	1.8~16.3	0.01~101.00	0.5~12.0	0.01~10.00
$K_{1b2}$	1.2~12.8	0.01~7.86	0.1~18.0	0.01~60.00

构成成熟度、高岩屑含量等的影响和控制外, 更多地受岩石形成时沉积环境、形成后经历的一系列成岩演化的影响和控制。下白垩统碎屑岩的储层物性除在纵向上表现出随埋藏深度的增加而逐渐变差外, 在横向上表现为在曲流河相和扇三角洲相发育地区、中砂岩及粗砂岩发育地区、碳酸盐胶结物发育的区块以及玄武岩层段之下的碎屑岩其储层物性较好, 这说明碎屑岩储层物性的好坏与岩石形成环境、岩石组成有关, 也与碳酸盐胶结物后期溶蚀形成次生孔隙的发育有关, 同时也说明玄武岩等火山岩呈似层状存在于地层之中起到一个阻挡层的作用, 对下伏碎屑岩中次生孔隙的发育具有一定的积极作用。

### 2.3 成岩与孔隙演化

查干凹陷下白垩统碎屑岩的成岩作用表现为机械压实、胶结、溶蚀及构造应力等的改造, 不同的成岩作用具有不同的孔隙演化。

机械压实总体上表现为对碎屑岩储层物性的破坏

性作用, 造成碎屑岩颗粒间原生孔隙的丧失, 这是查干凹陷下白垩统碎屑岩储层物性差的最重要原因, 但在凹陷中似层状玄武岩下面的碎屑岩的机械压实较弱而且次生溶蚀孔隙发育较好, 对下伏碎屑岩的机械压实有一定的抑制。例如, 毛 1 井测井孔隙度随埋深的增加(机械压实作用的增加)总体上减小, 但在 1 600~1 750 m、1 950~2 100 m 及 2 200~2 250 m 段表现出孔隙度的增加, 为次生孔隙的发育段, 而此次生孔隙发育段正好位于似层状玄武岩层之下(见图 2)。

胶结作用表现为泥晶方解石、微晶方解石或/和白云石对孔隙的充填, 在凹陷中不同区块及不同的层位表现出有三种胶结方式(见表 2): 一种为方解石对碎屑颗粒的胶结, 这种胶结为后期产生发育的次生溶蚀孔隙提供了有利条件, 研究表明次生溶蚀孔隙主要产生在这种胶结的碎屑岩中; 另一种为以方解石为主但含有一定量铁方解石和/或铁白云石对碎屑颗粒和岩石裂隙的胶结, 这种胶结物后期次生溶蚀孔隙发育较

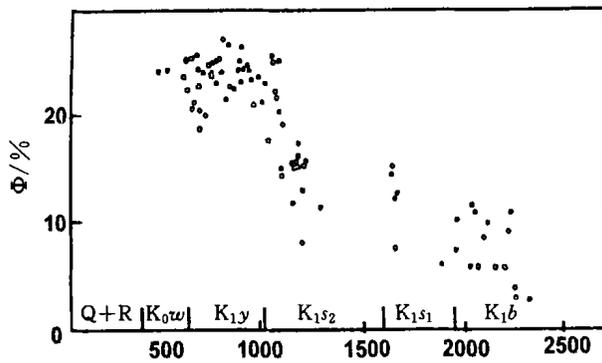


图2 查干凹陷毛1井碎屑岩测井孔隙度与埋深关系图

Fig. 2 Relationship between porosity and depth of clastic rock in Chagan Depression

差;再一种为铁方解石和/或铁白云石对碎屑颗粒和岩石裂隙的胶结,这种胶结物不利于后期次生溶蚀孔隙的发育。

溶蚀作用是查干凹陷下白垩统碎屑岩中次生孔隙形成的主要作用,发育于碳酸盐胶结物集中的层段,特别是早期碳酸盐胶结物胶结的层段。根据机械压实强弱、埋藏深浅、胶结物组分可将溶蚀作用分为早期溶蚀、中期溶蚀和晚期溶蚀三期:早期溶蚀作用多发生在岩石压实强度较弱、埋藏较浅、胶结物主要为碳酸盐的岩石中,以 $K_{1y}$ 多见, $K_{1s2}$ 和 $K_{1s1}$ 中少见, $K_{1b2}$ 基本未见,形成较为发育的粒间溶孔,常见有特大溶蚀孔;中期溶蚀作用多发生在岩石压实强度中等、埋藏较深、胶结物以碳酸盐和泥质并重的岩石中,以 $K_{1s2}$ 和 $K_{1s1}$ 中发育并多见, $K_{1b2}$ 中较少见,形成以粒间溶孔为主、粒内溶孔多见的次生溶蚀孔隙,并且次生溶蚀孔隙的发育程度较早期溶蚀作用形成的次生溶蚀孔隙差;晚期溶蚀作用主要发育于岩石压实强度大、埋藏深、胶结物以碳酸盐及泥质和泥硅质等多种组分并存的岩石中,多见于 $K_{1b2}$ ,少见于 $K_{1s1}$ ,形成的次生孔隙主要为填隙物内晶间溶孔、粒内溶孔、微裂缝等,次生

孔隙发育程度最差。

根据对查干凹陷下白垩统碎屑岩成岩作用及孔隙演化的研究,可划分出三个成岩阶段,孔隙演化具有从原生孔隙减少→次生孔隙增加→次生孔隙减少的特征,见表3。

### 3 油气成藏

#### 3.1 油气成藏条件分析

查干凹陷目前已发现两个低产油藏—额15号油气藏和巴南油气藏,均为构造—岩性复合油气藏(图3),两个油气藏的基本特征见表4。

分析两个已知油气藏的总体特征可以看出,查干凹陷下白垩统油气成藏主要受碎屑岩储层物性的控制,而储层物性又明显地受制于碎屑岩砂体形成时的沉积环境、碎屑岩岩性以及所经历的各种成岩作用的改造和次生孔隙发育的程度。查干凹陷下白垩统碎屑岩总体上属于低成分成熟度和低结构成熟度的砂岩,埋藏相对较深,受强烈机械压实作用的改造原生孔隙已基本消失,储层物性总体上表现为特低孔特低渗,但由于溶蚀作用的改造而在扇三角洲、三角洲前缘河道及滨浅湖滩砂等沉积环境下形成的碳酸盐胶结物较为发育的碎屑岩中形成相对发育的次生溶蚀孔隙,特别是似层状火山岩对下伏碎屑岩起到的隔挡层作用和/或毛敦总体来看,查干凹陷下白垩统碎屑岩储层表现为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“三少三多”的孔隙演化特征。侵入体的刺穿遮挡减缓了碎屑岩的机械压实并促使了碎屑岩中溶蚀作用的发生和次生孔隙的发育,这些因素的存在改善了碎屑岩的储层物性,促使了油气藏的形成,当然断块、断背斜及侵入体刺穿遮挡等有利构造和轻质低硫成熟原油的存在也是查干凹陷能在物性较差的储层中能够聚集油气的重要原因。

表2 查干凹陷下白垩统碎屑岩碳酸盐胶结作用特征

Table 1 Features of carbonate cementation from clastic rock of Lower Cretaceous in Chagan Depression

	早期碳酸盐胶结	中期碳酸盐胶结	晚期碳酸盐胶结
作用方式	胶结为主,交代为辅	充填孔隙、裂隙,交代颗粒	交代碎屑颗粒或充填裂隙
主要成分	泥晶方解石	微晶方解石,少量铁方解石和铁白云石	铁方解石和铁白云石为主
分布特征	碎屑颗粒边缘或粒间,重结晶呈粒状	充填于粒间孔隙或粘土杂基之中	局部分布
胶结类型	基底半基底式,连晶式,孔隙式	孔隙式,接触式	接触式,点式,裂隙充填
次生孔隙	粒间溶孔发育	粒间溶孔,粒内溶孔	填隙物内溶孔及少量粒内溶孔
发育层位	主要见于 $K_{1y}$ , $K_{1s2}$ , $K_{1s1}$ 少见	主要见于 $K_{1s2}$ , $K_{1s1}$ 及 $K_{1b2}$	主要见于 $K_{1b2}$

表3 查干凹陷下白垩统碎屑岩成岩及孔隙演化特征

Table 3 Features of pore evolution and diagenesis from clastic rock of Lower Cretaceous in Chagan Depression

	早成岩 B 期	晚成岩 A <sub>1</sub> 期	晚成岩 A <sub>2</sub> 期	晚成岩 B 期
孔隙类型	原生孔隙与次生孔隙共存, 粒间孔及粒间溶孔	次生孔隙, 少量原生孔隙, 粒间溶孔及粒间孔	次生孔隙为主; 粒间溶孔、粒内溶孔	次生孔隙, 粒内、填隙物内溶孔及溶缝、裂缝
成岩作用	压实、胶结及溶蚀作用共存	压实、溶蚀作用为主	压实、溶蚀作用为主	压实、溶蚀作用, 轻度构造应力
颗粒间接触	点接触为主, 少数为点—线接触	点—线接触	点—线接触, 少量线接触	线接触, 部分凹凸接触
粘土矿物	蒙脱石为主	伊蒙混层、伊利石, 少量绿泥石	伊利石、绿泥石为主, 有油沸石	主要为伊利石, 次为绿泥石
溶蚀作用	碳酸盐胶结物部分溶蚀	碳酸盐胶结物的溶蚀及少量长石、岩屑的溶蚀	碳酸盐胶结物及泥质、长石和岩屑普遍溶蚀	泥质填隙物、长石和岩屑普遍溶蚀
孔隙演化带	混合孔隙发育带	次生孔隙较发育带	次生孔隙发育带	次生孔隙减少带
主要层位	K <sub>1y</sub> 中上部	K <sub>1y</sub> 下部及 K <sub>1s2</sub> 中上部	K <sub>1s2</sub> 下部及 K <sub>1s1</sub>	K <sub>1s1</sub> 底部及 K <sub>1b</sub>

表4 查干凹陷下白垩统已知油气藏特征

Table 4 Features of oil and gas pools of Lower Cretaceous in Chagan Depression

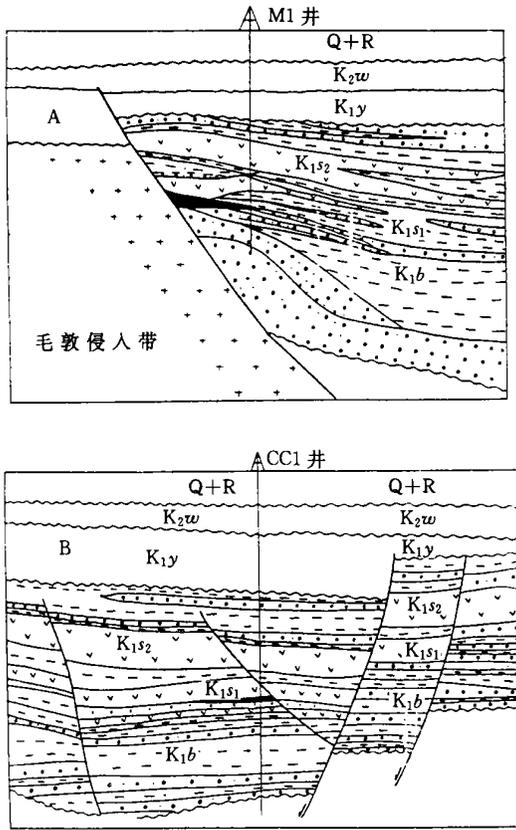
	额 15 号油气藏	巴南油气藏
油气藏类型	毛敦侵入体刺穿遮挡构造背景上形成的受岩性控制的构造—岩性复合油气藏	断块构造背景下夹持于火山岩之间的构造—岩性复合油气藏
产油层及深度	K <sub>1b2</sub> ; 有两层, 分别位于埋深 2 035~2 046 m 和 2 225~2 229 m	K <sub>1s1</sub> ; 埋深 2 828~2 843 m
岩性、沉积相	三角洲前缘河道为主的含砾长石岩屑砂岩及岩屑长石砂岩	滨浅湖滩砂为主的长石岩屑含砾不等粒砂岩
储层物性	$\Phi=3.2\% \sim 12.8\%$ , $K=0.16 \times 10^{-3} \sim 7.68 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	$\Phi=2.1\% \sim 10.1\%$ , $K=0.01 \times 10^{-3} \sim 6.02 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$
孔隙类型	碳酸盐胶结物及长石、岩屑等碎屑溶蚀而产生的次生粒间溶孔、粒内溶孔	碳酸盐胶结物、泥质填隙物以及长石、岩屑等碎屑溶蚀而产生的次生粒间溶孔、粒内溶孔、填隙物内溶孔
成岩作用	机械压实和溶蚀作用并存。	主要表现为机械压实
成岩演化	属晚成岩 A <sub>2</sub> 期, 处于次生孔隙发育带	晚成岩 A <sub>2</sub> 期到晚成岩 B 期, 处于次生孔隙发育带与次生孔隙减少带之间
原油物性	密度 0.836 2~0.843 2 g/ml(20℃)、粘度 5.13~6.06 mPa·s (50℃)、含硫量 0.033 8%~0.037%	密度 0.809 0 g/ml(20℃), 粘度 2.63 mPa·s (50℃), 含硫量 0.023%

### 3.2 油气成藏有利区探讨

根据对查干凹陷下白垩统沉积地层、岩性及沉积相的研究(见图4)并结合对已知油气藏油气成藏条件的分析, 巴音戈壁组二段(K<sub>1b2</sub>)的顶部、苏红图组一段(K<sub>1s1</sub>)的底部和中上部、苏红图组二段(K<sub>1s2</sub>)的底部和中上部能形成物性相对较好的储层, 是油气成藏的有力部位; 因为在这些部位: 一是发育有曲流河、扇三角洲、三角洲前缘河道及滨浅湖等沉积环境下形成的、具有相对较高成分成熟度和结构成熟度的砂体; 二是

似层状火山岩对下伏碎屑岩可起到阻挡层作用从而减缓机械压实作用并有利于溶蚀作用的发生; 三是砂体埋藏深度较为适宜, 特别是 K<sub>1s1</sub> 的中上部、K<sub>1s2</sub> 的底部和中部; 四是在成岩演化上多处于次生孔隙发育带。

对查干凹陷下白垩统碎屑岩沉积相、砂体厚度、成岩演化、储层物性及层序地层学等多方面的研究表明, 毛敦侵入带及海力素背斜带具有油气成藏的优越条件。毛敦侵入带位于凹陷中部, 临近凹陷生烃中心额很次凹, 具备有充足的油气供给条件; 层序地层学的研



A. 额15号油气藏 B. 巴南油气藏

图3 查干凹陷油气藏剖面示意图

Fig. 3 Schematic cross section of oil and gas pools in Chagan Depression

研究表明  $K_{1s2}$  具有发育的河流相砂体,  $K_{1s1}$  和  $K_{1b2}$  发育扇三角洲砂体及滨浅湖滩砂; 侵入体刺穿遮挡及在  $K_{1s1}$  中似层状火山岩的存在能够使油气得到有效聚集; 毛1井的钻探证实碎屑岩储层物性相对较好(孔隙度可达 10%~15%)并具有较发育的次生溶蚀孔隙, 成岩演化大多处于晚成岩  $A_2$  期的次生孔隙发育带; 特别是由于毛敦侵入体的上拱减轻了上覆地层的机械压实, 加速了  $K_{1s1}$  和  $K_{1b2}$  碎屑岩中溶蚀作用的发生。海力素背斜带位于凹陷南部, 与生烃凹陷额很次凹毗邻, 油气供给条件优越; 层序地层研究表明该区带具有发育的三角洲平原曲流河及三角洲前缘分支河道砂体, 砂体物来源于凹陷南部花岗岩隆起区, 具有较高的成分成熟度和结构成熟度, 应具有较凹陷其他地区碎屑岩为好的储层物性; 更重要的是该区带地处凹陷南部斜坡, 碎屑岩砂体埋藏较浅, 机械压实作用不强烈, 可使原生孔隙得到较多的保留; 因地处凹陷边缘, 地下水潜流活跃, 加快了溶蚀作用的发生并可形成发育的次生溶蚀孔隙。

查干凹陷下白垩统碎屑岩的储层物性直接控制着

地层	岩性剖面	岩性特征	沉积相
下	$K_{1y}$	红色、褐色及灰色泥岩、砂岩、含砾不等粒砂岩、底部砾岩	河流 滨浅湖
		灰黑色玄武岩、灰色及褐色泥岩、砂岩、含砾不等粒砂岩、褐色安山岩	河流 滨浅湖
白	$K_{1s2}$	灰绿色玄武岩、灰黑色安山岩、灰色砂岩、砂质泥岩	滨浅湖
垩	$K_{1s1}$	灰色及黑色泥岩、页岩、白云质泥岩夹砂岩	滨浅湖 半深湖
统	$K_{1b2}$	灰色砾岩夹褐色泥岩	扇三角洲 水下扇
	$K_{1b1}$		

图4 查干凹陷地层柱状图

Fig. 4 Columnar section in Chagan Depression

油气藏的形成, 而储层物性又受碎屑岩沉积相、埋藏深度、砂体厚度及成岩演化等因素的制约, 适宜岩相砂体的存在和碳酸盐胶结物的选择性溶蚀、有利的构造背景及次生孔隙的发育, 是油气成藏的根本条件。因此, 寻找良好储层形成的有利沉积相带和易于成岩作用改造、发育次生溶蚀孔隙而且物性相对较好的砂体, 是查干凹陷油气勘探实现突破的根本。

参考文献(References)

- 1 陈建平, 何忠华, 魏志彬等. 银额盆地查干凹陷原油地化特征及油源对比[J]. 沉积学报, 2001, 19(2): 299~305 [Chen Jianping, He Zhonghua, Wei Zhibin, et al. Geochemical Characteristics of Oil and Source Rock Correlation in the Chagan Depression of Yinger-Ejinaqi Basin, NW China[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2001, 19(2): 299~305]
- 2 王新民, 李天顺. 查干改造型凹陷下白垩统储层及油气分布特征[J]. 石油与天然气地质, 2000, 21(1): 65~70 [Wang Xinmin, Li Tianshun. Characteristics of Lower Cretaceous Reservoirs and Oil-gas Distribution in Chagan Reformed Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2000, 21(1): 65~70]
- 3 郭彦如, 于均民, 樊太亮. 查干凹陷下白垩统层序地层格架与演化[J]. 石油与天然气地质, 2002, 23(2): 166~169 [Guo Yanru, Yu Junmin, Fan Taiyang. Evolution and Sequence Stratigraphic Framework of Lower Cretaceous in Chagan Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2002, 23(2): 166~169]

- 4 陈建平, 何志华, 魏志彬等. 银额盆地查干凹陷基本生油条件研究 [J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(6): 23 ~ 27 [Chen Jianping, He Zhonghua, Wei Zhibin, *et al.* A Study on the Principal Conditions of Hydrocarbon Generation in the Chagan Depression of Yiner-Ejinaqi Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(6): 23 ~ 27]
- 5 王新民, 郭彦如, 马龙等. 银—额盆地侏罗、白垩系油气超系统特征及其勘探方向 [J]. 地球科学进展, 2001, 16(4): 490 ~ 495 [Wang Xinmin, Guo Yanru, Ma Long, *et al.* Yin-E Basin: Characteristics of Jurassic and Cretaceous Petroleum Supersystem and Prospecting Area [J]. Advance in Earth Sciences, 2001, 16(4): 490 ~ 495]
- 6 郭彦如, 李天顺, 高平. 内蒙古银额盆地火山特征及识别 [J]. 地球学报, 1999, 20(增刊): 97 ~ 102 [Guo Yanru, Li Tianshun, Gao Ping. The Characteristics and Identification of the Volcanic Rock in Yin-E Basin, Inner Mongolia [J]. Acta Geoscientia Sinica, 1999, 20(Supp.): 97 ~ 102]

## Diagenetic Evolution and Oil-Gas Accumulation from Clastic Rock of Lower Cretaceous in Chagan Depression

YUE Fu-sheng<sup>1, 2</sup> MA Long<sup>2</sup> LI Tian-shun<sup>2</sup>

1 (Institute of Geology and Geophysics Chinese Academy of Sciences, Beijing 100029)

2 (Research Institute of Petroleum Exploration and Development Northwest Branch, Lanzhou 730020)

**Abstract** The discovery of the mature crude oil of low-sulfur and high quality shows prospecting value for oil-gas in Chagan Depression. The clastic rock reservoirs are characterized by low maturities of composition and texture, high contents of rock debris and filling materials, multi-composition of filling materials and multi-type cementation. The selective solution of carbonate cement and the deceleration of layered volcanic rock for the compaction in clastic rock resulted in the development of secondary pores in low-porosity and permeability clastic rock. The distribution of oil layers in the reservoirs is controlled by the advantageous sand-body distribution in the favorable sedimentary facies zones, the sections where secondary pore developed and the structural type.

**Key words** clastic rock, reservoir, diagenesis evolution, oil-gas accumulation, Lower Cretaceous, Chagan Depression