

文章编号: 1000-0550(2017)03-0577-15

doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.2017.03.015

# 准噶尔盆地腹部深层储层物性保存过程多因素耦合分析

高崇龙<sup>1,2</sup>, 纪友亮<sup>1,2</sup>, 高志勇<sup>3</sup>, 王剑<sup>4</sup>, 任影<sup>1,2</sup>, 刘大卫<sup>1,2</sup>, 段小兵<sup>1,2</sup>, 桓芝俊<sup>1,2</sup>, 程同冉<sup>1,2</sup>

1. 中国石油大学(北京)地球科学学院, 北京 102249

2. 中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

3. 中国石油勘探开发研究院实验研究中心, 北京 100083

4. 中国石油新疆油田分公司实验检测研究院, 克拉玛依 834000

**摘要** 准噶尔盆地腹部莫索湾地区深层三工河组储层主体埋深在3 800~4 600 m之间,但储层物性条件相对优越,是盆地腹部油气勘探和发现的重点层位之一,因此明确其优质储层物性保存多因素耦合关系及成因机理对后期油气勘探开发具有重要意义。通过岩石薄片、扫描电镜、物性、黏土矿物X衍射等分析测试及钻测井资料,在物性保存单因素分析基础上,结合地层埋藏史及区域构造演化,从多因素间演化匹配关系出发详细讨论了莫索湾地区三工河组深层优质储层的物性保存过程。结果表明:优势沉积条件、地层超压、成岩流体碱性到酸性的转变、较低的古地温,4类单因素分别使储层物性得以有效保存。而储层物性保存过程最终可划分为5个演化阶段,且在不同演化阶段物性保存的主控因素也不同。缓慢浅埋期主控因素为浅埋深和地层超压的初始形成;第一次快速深埋早—中期为地层超压;第一次快速深埋晚期至缓慢深埋早—中期由超压转变为胶结物的固结;缓慢深埋中—后期为低地温梯度及有机酸的溶蚀;第二次快速深埋—现今为超压及地温梯度的降低,并最终建立三工河组综合成岩及油气聚集模式。

**关键词** 准噶尔盆地腹部;三工河组;深层储层;物性保存过程;多因素分析

**第一作者简介** 高崇龙,男,1988年出生,博士研究生,沉积学及储层地质学,E-mail:gaoyidaitianjiao1@163.com

**通讯作者** 纪友亮,男,教授,E-mail:jiyouliang@cup.edu.cn

**中图分类号** P618.13 **文献标识码** A

## 0 引言

随着我国中浅层油气勘探开发程度的提高及油气需求的日益增长,油气勘探不断向深层拓展,深层油气勘探的关键问题之一就是是否存在优质储层,全球范围含油气盆地研究<sup>[1]</sup>表明,在一定地质条件下,深层仍可发育有异常高孔渗碎屑岩储层。因此有关深层优质碎屑岩储层物性保存控制因素分析是深层油气勘探开发所要解决的关键问题<sup>[1-2]</sup>。而关于深层的界定,国内外仍存在一定的差异,国外主要指埋深在4 000 m以下的地层,而我国大部分学者以3 500 m、4 500 m分别作为中深层与深层、深层与超深层的划分标准<sup>[3-4]</sup>。尽管在划分深度上有所差异,但国内外学者针对深层优质碎屑岩储层成因进行了大量的探讨,概括来说优质储层主要受控于沉积条件、异常高压、成岩流体性质、古地温、热循环对流、膏盐效应、烃类充注“七类因素”<sup>[4-9]</sup>。而不同地质条件下深层

储层物性保存的各控制因素间既相互联系又相互独立,既相互制约又相互促进,因此深层优质储层不是单因素成因,而是多因素在时空上耦合的结果。目前,国内外学者从单因素或主控因素角度分析深层优质储层成因的研究成果较为丰硕,但从多因素间的时空耦合关系来探讨深层优质碎屑岩储层的物性保存过程相对薄弱,且尚无系统讨论。

准噶尔盆地腹部莫索湾地区三工河组储层主体埋深在3 800~4 600 m,处于如此深埋条件下储层仍具有较优越的物性条件:储层平均孔隙度为13.28%,平均渗透率为 $26.09 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ,因此三工河组是盆地腹部侏罗系主力含油层段。关于三工河组深层优质储层成因,主要观点有相对较高的结构成熟度及石英加大<sup>[10]</sup>、有利的沉积相带<sup>[11]</sup>、次生溶蚀带发育<sup>[12]</sup>、异常高压<sup>[13]</sup>是储层物性保存的成因机制。然而笔者在研究中发现,三工河组深层优质碎屑岩储层物性保存并非成由于某一主控因素,而是多因素在时间和空间

收稿日期: 2016-03-15; 收修改稿日期: 2016-06-27

基金项目: 国家自然科学基金项目(41272157,41672098) [Foundation: National Natural Science Foundation of China, No.41272157,41672098]

上的耦合成因。本文在单因素分析基础上,从多因素间的演化匹配关系探讨三工河组优质储层的保存过程。这不仅对丰富深层储层成因认识有一定的理论价值,而且对指导优质储层分布预测有重要的实际意义。

### 1 区域地质背景

莫索湾地区位于准噶尔盆地腹部中心位置,南邻昌吉凹陷,北接盆1井西凹陷及东道海子凹陷(图1a,b),油气运聚条件十分有利。三工河组为在湖盆扩张期湿润气候条件下发育的一套碎屑岩系,总体呈下细上粗再细的旋回沉积特征,并可自下而上划分为三个岩性段,分别为三一段( $J_{1s_1}$ )、三二段( $J_{1s_2}$ )、三三段( $J_{1s_3}$ )(图1c)。三一段沉积期湖水范围扩大,水体加深,主要发育湖相细粒碎屑岩沉积。三二段沉积期,湖盆水体收缩,发育一推进式分布广的辫状河三角洲,并以前缘厚层含砾粗砂岩及中、细砂岩为特征,且区域大范围连片<sup>[10-11]</sup>,是有利的油气储集层段。而三三段沉积期湖盆水体再次扩张,使得整个盆地腹部再次覆盖一套湖相深灰色泥岩沉积。整体上,研究区三工河组储层埋深在3 300~5 100 m之间,向盆地两侧埋深逐渐减小(图1d)。

## 2 储层基本特征

### 2.1 岩石学特征

莫索湾地区三工河组储层岩石类型以长石质岩屑砂岩为主,其次为长石岩屑砂岩及岩屑砂岩(图2),整体上砂岩的成分成熟度较低,以富含岩屑为主要特征,岩屑平均含量为45%,最大可达90%以上。而岩屑组成中普遍含以凝灰岩岩屑为主的塑性岩屑,凝灰岩岩屑含量平均为27.2%,最大可达59%。储层泥质杂基含量低,一般小于5%,同时碎屑颗粒分选较好,磨圆以次棱角一次圆为主,颗粒支撑,储集砂体粒级偏细,以中、细砂岩为主,次为中粗砂岩。总体上,三工河组砂岩以较低成份成熟度、较高结构成熟度为特征。

### 2.2 孔隙结构及物性特征

通过岩石铸体薄片孔隙类型分析及扫描电镜观察发现,尽管三工河组主体埋深在3 800 m以下,但储集空间类型仍以粒间孔为主,平均占各孔隙类型比重的86%,包括原生粒间孔(图3a,b)及被胶结物部分充填后保存的剩余粒间孔(图3c,d,e)。其次为溶蚀孔隙,包括粒间溶孔、粒内溶孔及胶结物溶蚀孔隙(图3g~k),平均比重12%。微裂缝较不发育,仅在

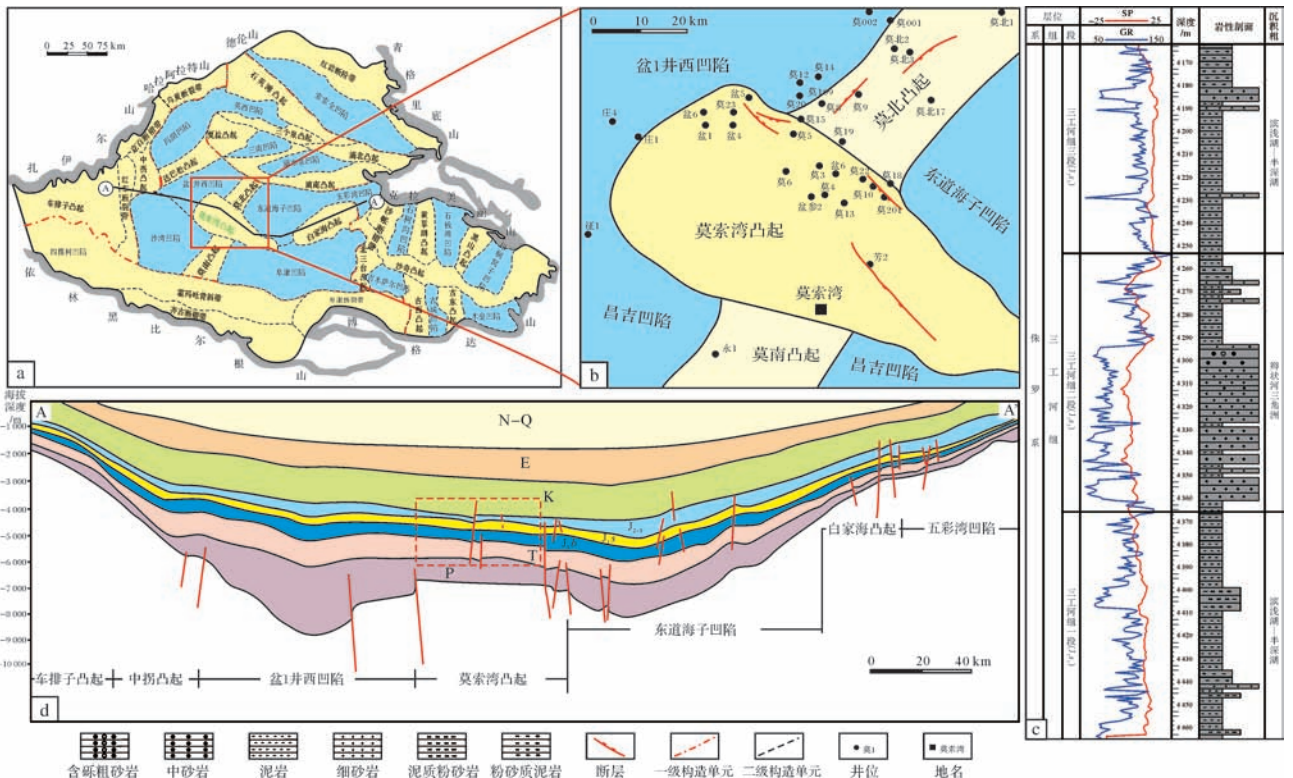


图1 莫索湾地区区域构造位置及三工河组地层发育特征

Fig.1 Regional tectonic location and Sangonghe Formation characteristics of Mosuowan area

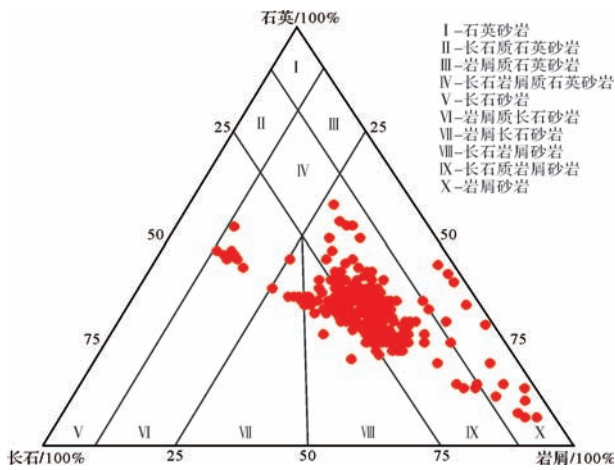


图2 莫索湾地区三工河组岩石类型图解

Fig.2 Rock type diagram of Sangonghe Formation in Mosuowan area

个别压实程度较强的薄片可见,一般切穿整个刚性碎屑颗粒(图31),其所占比重平均为2%。压汞测试资料显示,储层排驱压力在0.01~3.95 MPa之间,平均为0.39 MPa;最大孔隙半径在0.23~73.52 μm之间,平均为7.641 μm,总体属中孔—细微喉型储层。

储层物性资料分析(图4)表明,三工河组砂体孔隙度分布主要集中在10%~16%之间,渗透率大于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 的样品数占32.4%,总体属低孔低渗—中孔中渗型储层,但相对于其埋藏深度来说这一物性条件已十分优越,且储层孔渗呈现较好的正相关性关系,再次反映储层储集空间以粒间孔为主,总体上看三工河组储层属典型的深层优质碎屑岩储层。

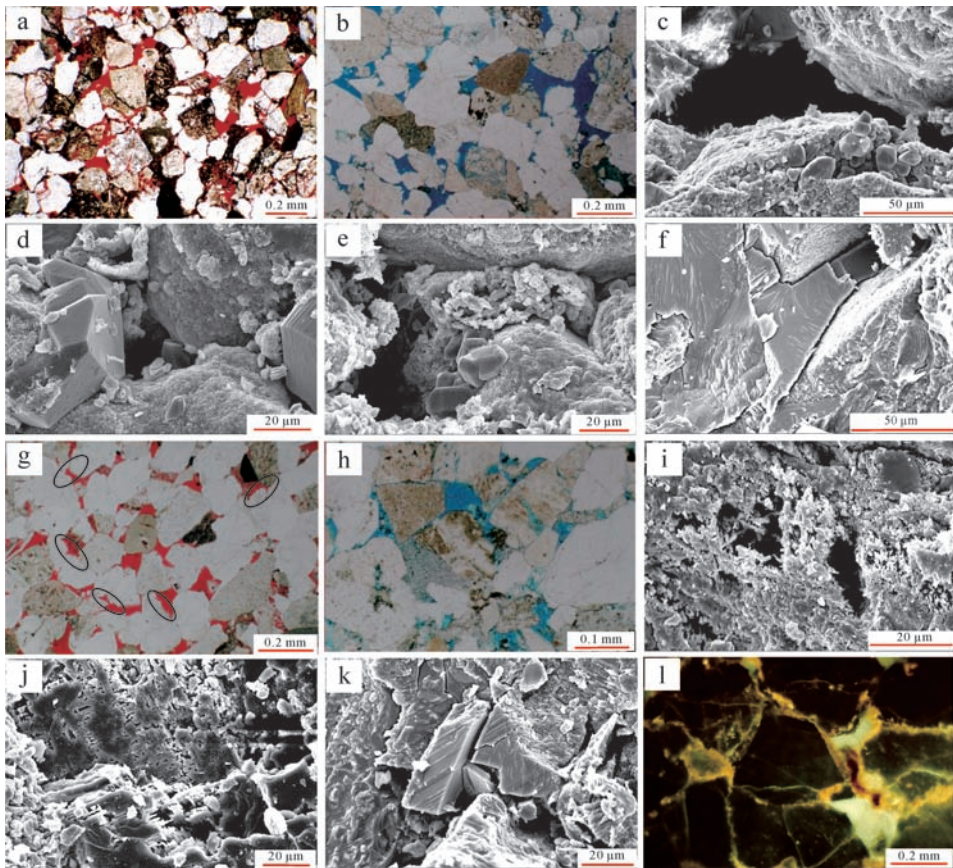


图3 三工河组储层储集空间类型及主要成岩作用镜下特征

a. 细砂岩,原生粒间及剩余粒间孔发育,颗粒间呈点—线接触,可见塑性泥岩岩屑变形,盆参2井,4 490.6 m; b. 中细砂岩,原生粒间孔及剩余粒间孔发育,颗粒间点—线接触,局部颗粒呈漂浮状,塑性岩屑变形假杂基化,盆5井,4 268.47 m; c. 细砂岩,原生粒间孔部分被自生石英微晶胶结物占据,孔喉配置优越,喉道属孔隙小型,莫4井,4 397.92 m; d. 细砂岩,原生粒间孔被自生石英、自生绿泥石包裹及自生高岭石部分充填后剩余粒间孔,莫4井,4 397.03 m; e. 细砂岩,原生粒间孔被大量自生高岭石及自生石英、自生绿泥石包裹充填后剩余粒间孔,莫4井,4 395.98 m; f. 细砂岩,原生粒间孔被大量方解石胶结物完全充填,莫7井,4 227.19 m; g. 中砂岩,原生粒间孔及一定粒间溶孔形成的混合型孔隙,石英颗粒局部边缘呈港湾状,莫1井,4 378.2 m; h. 中粗砂岩,溶蚀孔隙发育,多为长石颗粒的粒内及粒缘溶蚀,溶蚀产物可见大量斑状高岭石,莫102井,4 254.88 m; i. 细砂岩,长石碎屑颗粒溶蚀后形成的粒内溶孔,盆5井,4 244.76 m; j. 细砂岩,长石碎屑颗粒溶蚀后形成的粒内及粒间溶蚀孔隙,莫6井,4 361.2 m; k. 细砂岩,粒间碳酸盐胶结物溶蚀,莫7井,4 227.19 m; l. 中砂岩,石英颗粒内部微裂缝,微裂缝切穿颗粒,荧光薄片,盆参2井,4 441.8 m。

Fig.3 Reservoir spaces and diagenetic characteristics of clastic reservoir in Sangonghe Formation

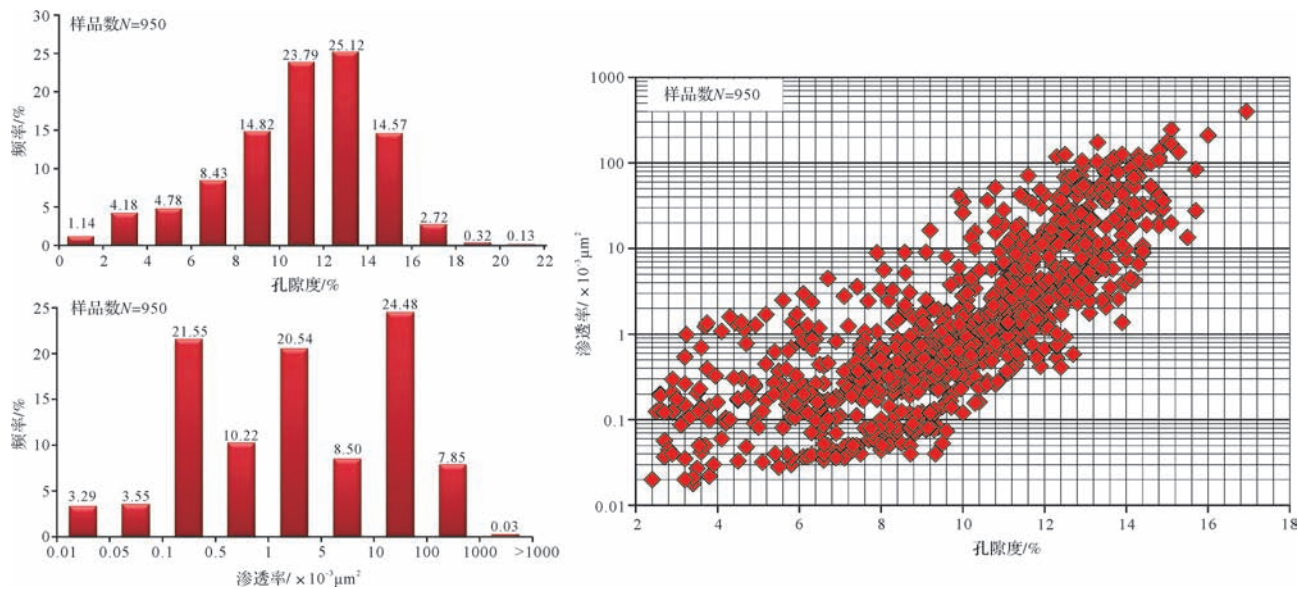


图 4 三工河组储层物性分布特征及孔隙度—渗透率相关性

Fig.4 Characteristics of Sangonghe Formation physical properties distribution and relationship between porosity and permeability

### 2.3 成岩作用特征及成岩阶段

研究区三工河组储层主要成岩作用类型有压实作用、胶结作用、溶蚀作用及交代作用,而压溶作用不发育。其中压实作用对储层物性演化影响最大,压实作用使得储层原生孔隙相对损失量集中在 40%~85%之间(图 5),是物性损失的主要原因。但整体上储层压实强度并不大,属中—强压实,砂岩原生孔隙仍有大量保存,颗粒间主要以点—线接触为特征。储层胶结作用较弱,胶结物总含量一般小于 3.2%,平均仅 2.94%;但成分多样,包括碳酸盐类、硅质、黄铁矿、自生黏土矿物及盐类矿物等,多为孔隙式—接触式胶结结构。溶蚀作用主要发育于碎屑颗粒及胶结物内,可见石英、长石及火山岩岩屑的颗粒溶蚀及碳酸盐胶结物的溶蚀现象(图 3g~k),溶蚀颗粒边缘呈港湾状及不规则状。而伴随着长石及岩屑颗粒的溶蚀蚀变,镜下可见自生高岭石的大量产出及其对长石的交代现象(图 3h)。

三工河组 60 块样品 X 衍射黏土矿物成分分析及镜质体反射率  $R_o$  数据显示,三工河组储层  $R_o$  值在 0.38~0.85 之间,伊蒙混层比在 15%~60%之间,同时石英次生加大级别为 I~II 级,自生微晶石英晶体小而且并未大量出现,仅部分石英颗粒发育加大边,同时石英次生加大边较窄。因此依据中国石油天然气行业标准(SY/T5477—2003)成岩阶段划分方案及主要标志,三工河组所处成岩阶段仍较早,整体上处于早成岩 B 期—中成岩 A 期。各成岩阶段成岩特征差

异及成岩序列详见后文讨论。

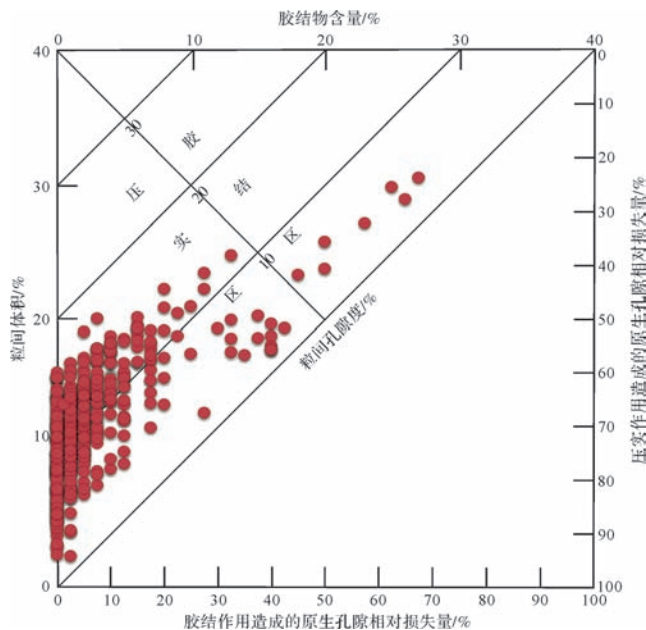


图 5 压实作用和胶结作用在孔隙度损失中的贡献  
Fig.5 The contribution of compaction and cementation in loss of porosity evolution

## 3 物性保存单因素分析

### 3.1 沉积条件

#### 3.1.1 深层优质储层的“源控”

三工河组储层富含各种岩屑,岩屑含量,尤其是以凝灰岩岩屑为代表的塑性岩屑含量在很大程度上

决定了储层压实程度的强弱。从塑性岩屑含量与储层视压实率及现今物性相关关系(图 6a, b, c)可见,塑性岩屑含量越高,砂岩抗压实能力越弱,视压实率越大,从而导致储层物性越急剧变差。相反,石英等刚性组分含量越多,储层抗压实能力越强,且刚性颗粒更易于形成裂缝而使物性得到改善。因此塑性岩屑或刚性组分含量决定着储层物性压实损失的大小,而砂岩碎屑成分根本上取决于母源区性质及物源条件,因此相同地质条件下塑性岩屑含量少的物源体系势必具有相对优越的储层物性保存条件。

### 3.1.2 深层优质储层的“相控”

砂体原始物性随碎屑颗粒分选程度的增大而增大<sup>[14]</sup>;同时砂体分选系数与视压实率及现今物性相关关系显示(图 6d, e, f),随着分选系数的增大,即分选变差,储层视压实率增大,物性损失也越严重。而通过砂岩粒级与物性关系统计发现(表 1),物性自粉砂岩向粗砂岩依次变好,但砂砾岩物性较粗砂岩有所降低。究其原因,细、中、粗砂岩相对粒级大且分选好

使得碎屑颗粒接触表面积较小,颗粒间支撑力大,孔隙早期连通性好的同时后期抗压实能力强;而砂砾岩分选相对差,使得原始物性降低,且分选降低导致颗粒间更易于滑动和重新排列,支撑力减小,进而加快了压实进程。因此水动力相对较强的沉积微相,如水下分流河道中一粗砂岩物性最为优越;位于河道底部滞留的砂砾岩相对上部砂岩物性有所降低;河口坝、滩坝等细砂岩次之,而前缘席状砂或分流间湾内的粉砂岩物性最差。

### 3.2 地层超压

盆地腹部侏罗系内异常高压普遍存在<sup>[13]</sup>,压力系数为 1.24~2.07<sup>[15-16]</sup>。而地层超压的存在使得深部泥页岩及砂岩地层出现高声波时差及低电阻率的测井异常响应特征<sup>[13,15]</sup>,系统分析研究区钻井测井资料,发现莫索湾地区三工河组均处于这一超压带内。以莫 5 井为例(图 7a),在 3 990 m 以浅,地层声波时差及电阻率与深度关系表现为正常的平缓曲线;然而在 3 990 m 以深,二者出现偏离正常压实趋势的

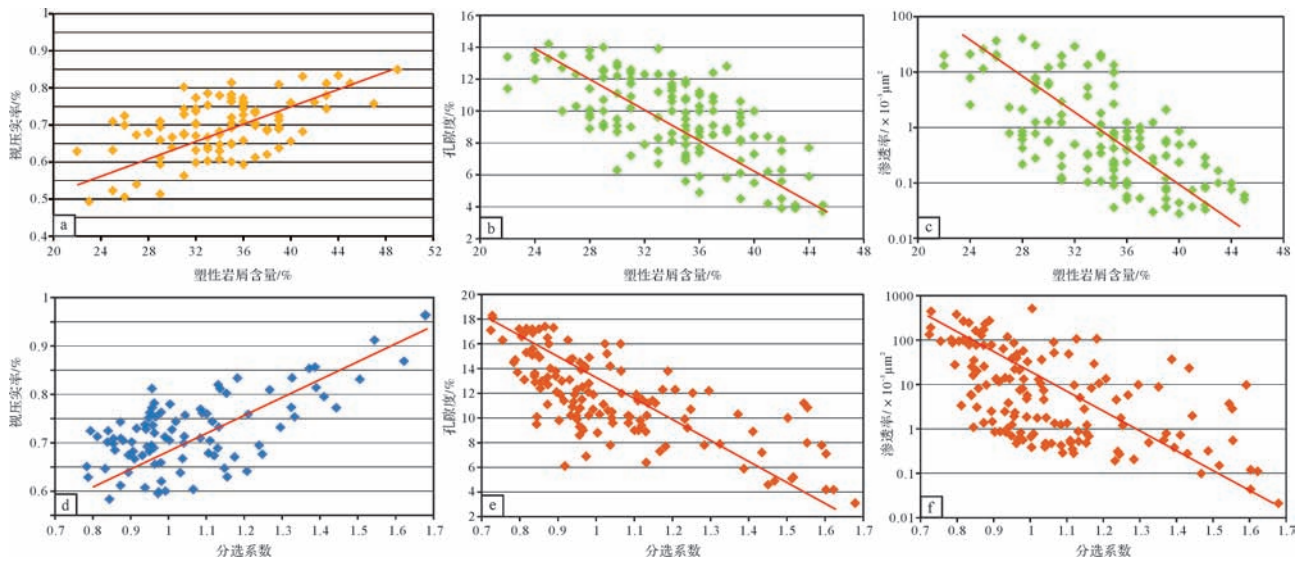


图 6 三工河组储层塑性岩屑含量、分选系数与储层视压实率、现今物性关系分析

Fig.6 Relation between plastic clastic content and sorting coefficient with compaction rates and physical properties

表 1 三工河组不同粒径砂(砾)岩储层物性分布特征

Table 1 Reservoir properties distribution of different lithology in Sangonghe Formation

岩性(样品数)	不同孔隙度( $\phi$ /%)范围样品比例/%				平均分选系数	平均初始孔隙度/%	不同渗透率( $K/10^{-3} \mu\text{m}^2$ )范围样品比例/%				
	<10	10~15	15~20	>20			0.1~1	1~10	10~50	50~100	>100
粉砂岩(N=8)	75	25	0	0	—	—	71.43	28.57	0	0	0
细砂岩(N=159)	65.92	30.61	3.47	0	1.16(N=40)	40.65	77.25	17.61	1.89	1.79	1.46
中砂岩(N=141)	26.24	63.83	8.51	1.42	0.98(N=58)	44.28	35.29	37.51	13.97	5.14	8.09
粗砂岩(N=34)	11.76	64.71	14.71	8.82	1.11(N=9)	41.54	6.06	18.18	30.31	9.09	36.36
砂砾岩(N=46)	45.65	50	4.35	0	1.39(N=28)	37.38	35.71	28.57	21.42	11.91	2.39

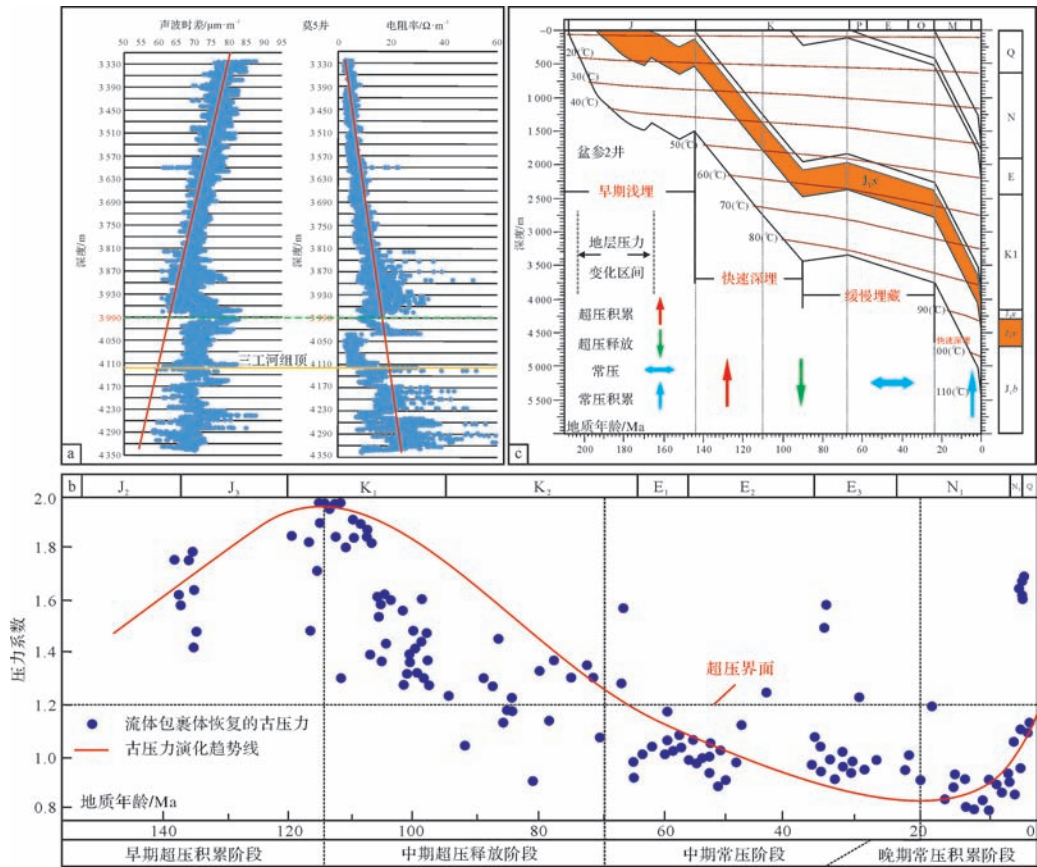


图7 盆地腹部超压测井响应(a)、地层压力演化史(引自文献[19],有修改)(b)及三工河组埋藏史与超压演化史耦合关系(c)

Fig.7 Well-logging response of overpressure (a), strata pressure evolution (b) in hinterland and relation between burial history and pressure evolution (c) of Sangonghe Formation

响应特征,声波时差增大的同时电阻率降低,即开始进入超压带<sup>[13,17]</sup>。流体包裹体记录了丰富的地层流体、地层温度和地层压力等信息,目前利用流体包裹体均一温度、盐度等分析数据计算并重建沉积盆地地层压力演化过程是地层压力研究的重要方法<sup>[18]</sup>。文献[19]通过对比同期盐水包裹体与烃类包裹体计算古地层压力的方法,恢复了盆地腹部这一地层超压带地史时期地层压力的演化过程(图7b),地层压力演化可划分为早期超压积累、中期超压释放、中期常压及晚期常压积累四个阶段。而地层埋藏史(以盆参2井为代表,图7c)可划分为早期浅埋、中期快速深埋、后期缓慢埋藏及晚期快速深埋四个时期。将地层古压力演化史与埋藏史叠合(图7c)可见:浅埋藏期(约>144 Ma)地层超压可能已经存在并逐渐增大;快速深埋期(约144~90 Ma),地层超压增大达顶峰,地层压力系数可达2.0以上;后期缓慢埋藏期(约90~24 Ma),尽管地层超压不断减小并最终恢复常压,但地层埋藏缓慢;晚期快速深埋期(约24 Ma—现今),地

层压力又开始逐渐增大并再一次进入超压状态。可见三工河组储层自埋藏早期地层超压便对物性保存起到积极作用,且两次快速深埋过程中超压的存在有效延缓了储层压实强度,超压演化显著降低了储层深埋条件下的物性损失。

### 3.3 成岩流体性质

#### 3.3.1 储层成岩流体早期碱性后期酸性的转变

三工河组储层内石英碎屑颗粒,特别是自生石英微晶可见大量的溶蚀现象(图3g、8a、b),自生石英单晶体甚至被近完全溶蚀(图8b)。而在一般成岩流体环境中,石英比较稳定,基本不溶解,只有当 $\text{pH}>8.5$ 碱性成岩流体才会使得石英被强烈溶蚀<sup>[20]</sup>。同时储层内自生绿泥石十分发育,平均占自生黏土矿物总量的40.37%,并主要以颗粒环边包膜的形式产出(图8b、c、d),这种赋存状态的绿泥石一般是在成岩早期富 $\text{Fe}^{2+}$ 的碱性( $\text{pH}=7\sim 9$ )还原流体环境下所形成<sup>[21]</sup>,而通过绿泥石包膜包裹溶蚀残存自生石英微晶这一现象(图8b)可推断石英微晶的晶出和溶蚀要

早于绿泥石包壳的形成。另一种在较强碱性流体 ( $\text{pH}>9$ ) 条件下形成的方解石胶结物<sup>[22]</sup> 主要以孔隙充填状态产出(图 3e), 这一胶结状态反映其产出晚于绿泥石包壳的形成。同时储层内部还可以观察到弱碱性地层流体环境下形成的自生莓球状黄铁矿<sup>[23]</sup> (图 8e) 及成岩流体富含大量  $\text{Na}^+$ 、 $\text{K}^+$  等碱性金属阳离子而形成的立方体状石盐单晶集合体(图 8f), 上述各成岩现象反映储层成岩早期处于碱性渐强的流体环境。三工河组沉积环境并非干旱盐湖, 因此碱性流体主要与其本身富含火山物质, 特别是凝灰岩岩屑的蚀变所致。浅埋藏期岩屑多易发生蚀变<sup>[24]</sup>, 凝灰质岩屑在早成岩期蚀变主要为水合阳离子  $\text{H}_3\text{O}^+$  与碱金属离子交换, 释放  $\text{Na}^+$ 、 $\text{K}^+$  等碱金属阳离子, 使得孔隙流体酸性减弱,  $\text{pH}$  值逐渐升高<sup>[25]</sup>。同时凝灰质的蒙脱石化除可以提供大量的  $\text{Fe}^{2+}$ 、 $\text{Mg}^{2+}$  使得流体碱性增强外, 也为绿泥石的形成提供物质来源。另一类较强的溶蚀作用主要发育于长石颗粒(图 8g, h), 扫描电镜下长石被溶蚀呈筛状, 局部溶蚀强烈处仅见早期绿泥石包壳而形成铸模孔(图 8h), 长石的强烈溶蚀主要发育于酸性流体条件, 特别是有机质大量成熟前释放的有机酸对长石的溶蚀最为有效<sup>[26]</sup>。酸性条件

下长石溶蚀产物多为粒间孔隙内假六边形鳞片状自生高岭石单晶体, 其集合体呈蠕虫状、书页状(图 8i)。同时早期碳酸盐胶结物的溶蚀(图 3k) 也反映成岩流体向酸性的转变。

前期研究表明莫索湾地区三工河组储层内部流体包裹体主要有 2 种赋存状态<sup>[27-29]</sup> (表 2), 一是在石英胶结物或石英次生加大边中, 二是在碳酸盐胶结物或方解石脉中, 而第一种流体包裹体代表了酸性成岩流体环境, 第二种包裹体代表了碱性成岩流体环境<sup>[22]</sup>。其中三工河组方解石胶结物内流体包裹体形成的均一温度存在两个峰值区间(表 2), 其中  $70^\circ\text{C} \sim 84^\circ\text{C}$  峰值区间显示碱性成岩流体环境出现于成岩早期, 而  $90^\circ\text{C} \sim 109^\circ\text{C}$  峰值区间与石英胶结物或石英次生加大边内流体包裹体均一温度峰值区间  $90^\circ\text{C} \sim 120^\circ\text{C}$  相当, 显示成岩流体后期酸性的转变。而从现今三工河组储层内有机质镜质体反射率测定值(表 3) 可见, 虽然现今储层埋深较大, 但镜质体反射率一般小于 0.85, 有机质仍处于低成熟阶段, 即有机酸产量仍相对较高<sup>[30]</sup>, 使得储层现今成岩流体仍基本维持在酸性条件而并未进入晚期强碱性成岩流体环境, 而这也是现今储层内部铁方解石及铁白云石胶结物

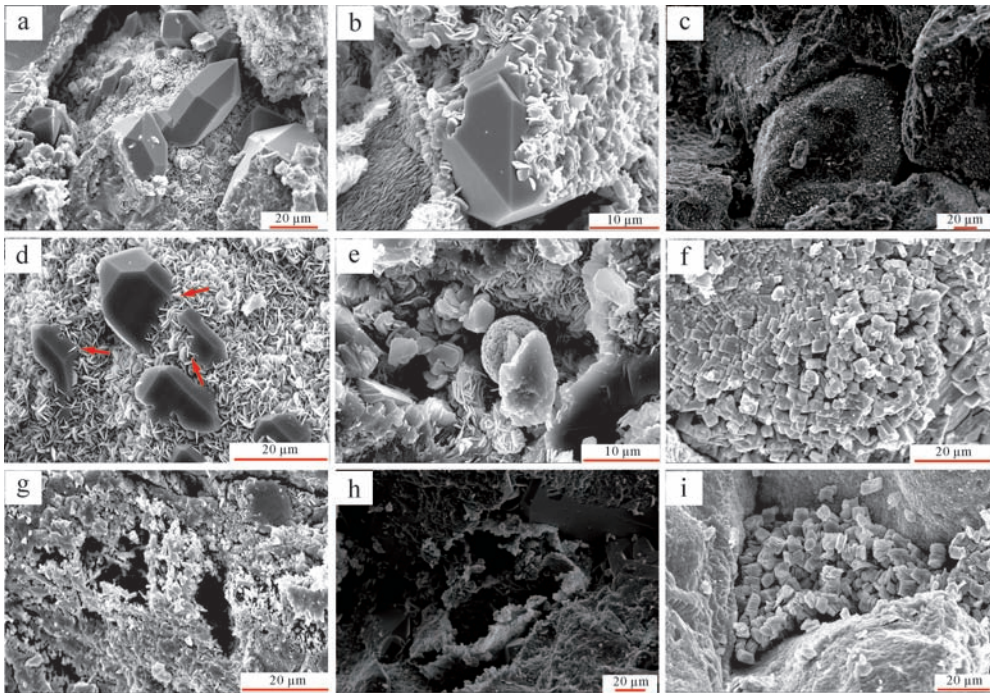


图 8 不同成岩流体性质下自生矿物特征及其形成次序

a. 自生石英微晶单晶体溶蚀, 莫 7 井, 4 234.17 m; b. 自生石英溶蚀后沿颗粒表面形成自生绿泥石包壳, 莫 5 井, 4 287.18 m; c. 碎屑颗粒表面绿泥石包壳, 莫 19 井, 4 365.73 m; d. 颗粒表面绿泥石包壳及其对早期石英微晶的“剥离作用”, 盆 5 井, 4 249.09 m; e. 孔隙内部自生莓球状黄铁矿, 盆 5 井, 4 244.4 m; f. 溶蚀立方体型石盐晶体, 莫 15 井, 4 297.01 m; g. 细砂岩, 长石碎屑颗粒溶蚀后形成的粒内溶孔, 盆 5 井, 4 244.76 m; h. 碎屑颗粒溶蚀后形成的铸模孔, 早期绿泥石包壳残留, 莫 19 井, 4 292.35 m; i. 粒间充填大量自生高岭石晶体, 颗粒表面绿泥石包壳, 莫 4 井, 4 400.02 m。

Fig.8 Authigenic minerals characteristics in different diagenetic fluid and their formation sequence

表2 莫索湾地区三工河组储层内部流体包裹体宿主矿物及均一温度数据(数据引自文献[27-29])

Table 2 Host mineral and homogenization temperature of fluid inclusions of Sangonghe Formation in Mosuowan area

井号	深度/m	宿主矿物	均一温度/°C
盆5	4 272.8	方解石胶结物	75~84, 98~109
盆参2	4 430.8	方解石胶结物	74~82, 95~107
庄102	4 304.28	方解石胶结物	70~80, 90~105
庄2	4 358.4	方解石胶结物、方解石脉	70~80, 90~105
庄1	4 331~4 746	石英胶结物、石英次生加大边	90~110, 个别大于150
庄2	4 348~4 667	石英胶结物、石英次生加大边	90~120, 个别大于150

表3 莫索湾地区三工河组储层内有机质镜质体反射率( $R_o$ )测定值

Table 3 Vitrinite reflectance value ( $R_o$ ) of Sangonghe reservoir in Mosuowan area

井号	样品深度/m	$R_o$ /%	干酪根测点数	井号	样品深度/m	$R_o$ /%	干酪根测点数
莫1	4 322	0.56	3	莫1	4 352.2	0.38	23
莫1	4 364.4	0.39	4	莫2	4 230.5	0.64	2
莫9	4 175.3	0.4	13	莫北2	3 953	0.63	3
盆4	4 237.7	0.62	50	盆4	4 484.48	0.72	50
盆参2	4 585.5	0.73	6	盆参2	4 591.4	0.85	23

含量极少的重要原因。

3.3.2 成岩序列

综合上述各成岩现象、 $R_o$ 值(%)、伊蒙混层比及成岩流体性质,建立三工河组储层成岩演化序列(图9),目前三工河组已演化至中成岩A期,从早到晚成岩演化序列依次为:早成岩早期中性(弱酸性)流体条件下自生石英微晶胶结→碱性流体条件下(pH>8.5)石英颗粒及自生石英微晶的溶蚀→碱性渐强(pH=7~9),绿泥石颗粒环边包膜及莓球状黄铁矿、石盐晶体胶结→早成岩晚期强碱性(pH>9),粒间方

解石胶结→中成岩A期,有机质成熟释放有机酸,长石、方解石胶结物溶蚀→石英次生加大、自生高岭石→压实裂缝。其中压实作用贯穿储层的整个演化,但早成岩期绿泥石包壳及碳酸盐胶结物使得储层固结程度增大,抗压实能力增强,储层视压实率随胶结物及绿泥石含量增大而降低(图9),虽然胶结物占据了一定的储集空间,但碱性条件下形成的胶结物特别是方解石,为有机酸的溶蚀提供了物质基础。而早期绿泥石包壳不仅增加了储层抗压实强度并抑制中成岩期石英次生加大<sup>[21]</sup>,同时扫描电镜下可见绿泥石包

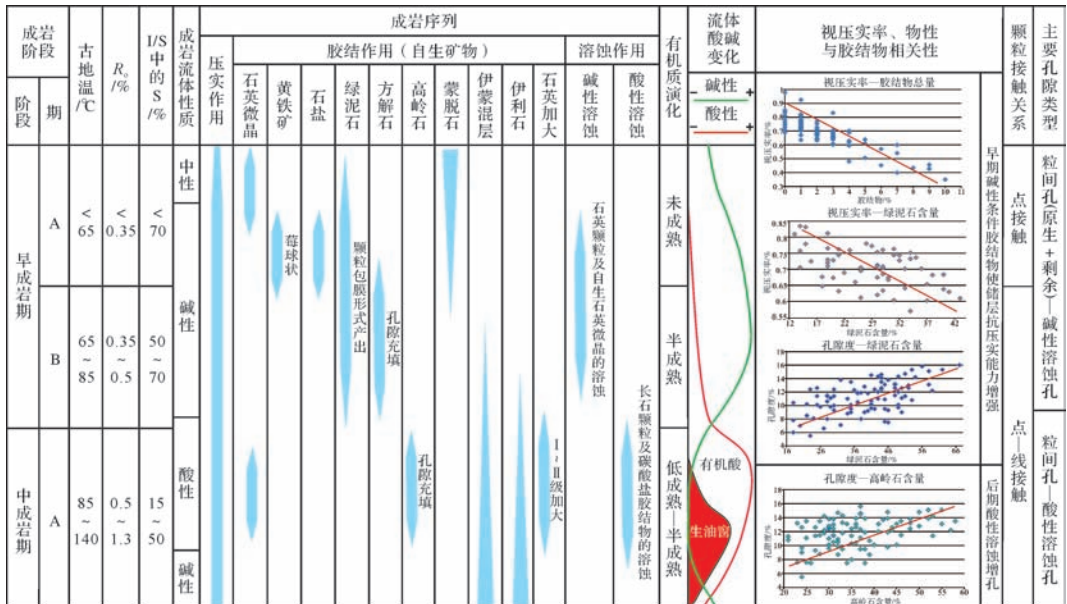


图9 莫索湾地区三工河组砂岩成岩演化序列

Fig.9 Diagenetic sequence of Sangonghe Formation sandstones in Mosuowan area



壳对早期自生石英微晶的“剥离作用”(图 8d),即绿泥石包膜从单个石英微晶底部早期附着点将其破裂拱开,进而加速石英微晶的溶蚀,而这一作用明显增加了储集空间,使得储层物性随绿泥石含量增加而增大(图 9)。中成岩期,酸性流体条件下长石及易溶岩屑的溶蚀作用使得储层物性得以改善,虽然溶蚀产物出现一定数量的高岭石,但储层孔隙度与自生高岭石含量仍保持正相关关系(图 9),反映溶蚀作用对储层物性改善的有效性。

### 3.4 古地温

准噶尔盆地为我国中西部典型的“冷”盆地,地温梯度平均为  $22.6\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ,平均大地热流值在我国沉积盆地中最低<sup>[31]</sup>。而盆地自石炭纪形成以来地温梯度及大地热流逐渐减小<sup>[31]</sup>,可见三工河组储层在埋藏成岩演化过程中盆地地温梯度处于逐渐减小的状态,而在相同的地温( $T, ^{\circ}\text{C}$ )下,低地温梯度的砂体孔隙度是高地温梯度砂体的  $e^{0.077+0.0042\times T}$  倍<sup>[32]</sup>。并且盆地整体的低地温梯度是三工河组储层在深埋条件下成岩阶段仍处于早成岩 B—中成岩 A 期的重要原因,而逐渐减小的地温梯度也使得储层各成岩强度较正常地温梯度条件下减弱,低地温梯度不仅延缓了三工河组的压实进程,同时有机质成熟深度的增加也使得储层在 3 500 m 以下仍处于有机酸的溶蚀状态而缺乏成岩晚期的铁方解石及铁白云石胶结物。并且较低的地温梯度使得有机质成熟缓慢,增加了生油窗的埋藏深度及生排烃时限,进而间接延长了储层演化过程中有机酸的释放时间及拓宽了次生溶蚀孔隙发育带的垂向厚度和溶蚀作用深度,由此三工河组储层物性得以进一步保存。

## 4 物性保存过程多因素耦合分析

本次以三工河组储层中比例较大的中细砂岩为例,结合各单因素作用、地层埋藏史及区域构造发育特征,划分 5 个综合演化阶段,采用反演回剥法系统探讨并还原三工河组储层物性保存过程(图 10),以明确其成因机制。

### 4.1 缓慢浅埋阶段(简称阶段 I)

受控于燕山 II 幕盆地腹部大型车—莫古隆起演化的影响,莫索湾地区三工河组储层沉积后到侏罗纪末期一直处于缓慢浅埋的演化阶段,埋深小于 800 m。三工河组中细砂岩储层初始孔隙度在 40%~44% 之间,而在这一演化阶段(相当于早成岩 A 期早期),盆地地温梯度开始增大<sup>[31]</sup>,伴随着盆地腹部二叠系

烃源岩成熟生烃,下伏岩层流体超压垂向传递到侏罗系<sup>[15,19]</sup>而使得三工河组地层压力逐渐增大并进入超压状态,超压在储层埋藏早期便使得储层的抗压实能力增强,因此缓慢浅埋阶段储层物性保存主控因素为浅埋深和地层超压的初始形成。

### 4.2 第一次快速深埋早—中期阶段(简称阶段 II)

至白垩纪,盆地演化进入大型拗陷湖盆阶段。地层持续性快速深埋使得三三段和三一段大套厚层泥岩在快速埋藏中孔隙水难以排泄,而夹于其中的三二段砂岩孔隙水也难以释放而形成超压<sup>[13]</sup>,加之二叠系烃源岩的持续性排烃压力传递使得储层超压持续增大,地层超压的不断增大有效减缓了储层深埋的压实强度。伴随着火山岩屑水解程度增大、流体碱性增强及地温逐渐升高,石英碎屑颗粒及自生石英微晶开始发生溶蚀,增孔量在 1%~4% 之间。而在碱性及铁、镁离子含量充足的条件下,碎屑颗粒表面开始形成绿泥石包壳,但由于地层超压的存在,碎屑颗粒接触程度较低使得绿泥石包壳的抗压实作用在这一阶段的效果相对减弱。因此在储层综合演化阶段 II 地层超压是物性保存的主控因素。

### 4.3 第一次快速深埋晚期—缓慢深埋早—中期阶段(简称阶段 III)

地层第一次快速深埋晚期即晚白垩世早期,随着二叠系烃源岩进入排烃高峰后,下伏地层传递压力逐渐释放<sup>[19]</sup>,但快速埋藏产生的超压仍继续存在而使得地层总压力处于超压减小状态,而自古近纪缓慢埋藏使得地层压力持续释放并最终恢复常压。这一阶段储层过渡到早成岩 B 期。因此在地层压力恢复常压之前,地层超压对储层的物性保存仍起到主控作用,但随着地层压力进入常压后,早成岩 B 期较强碱性条件下形成的碳酸盐胶结物及早成岩 A 期形成的绿泥石包壳使储层抗压实能力增强,因而在常压下,储层物性保存主要受控于胶结物的固结作用。如对比下伏八道湾组砂体,由于八道湾组为煤系地层,在成岩早期酸性流体条件下缺少碳酸盐及绿泥石等胶结物,且易发生早期酸性溶蚀而使砂体骨架抗压实能力显著降低<sup>[33]</sup>,原生孔隙几乎全部消失<sup>[13]</sup>。因此在储层综合演化阶段 III,物性保存的主控因素由超压转变为胶结物对砂体的固结作用。

### 4.4 缓慢深埋中—后期阶段(简称阶段 IV)

古地温梯度自白垩纪至古近纪基本维持在  $25\text{ }^{\circ}\text{C}/\text{km}$ <sup>[31]</sup>,而有机质开始成熟的古地温范围一般为  $85\text{ }^{\circ}\text{C}\sim 140\text{ }^{\circ}\text{C}$ ,据此可知低地温梯度下三工河组内部

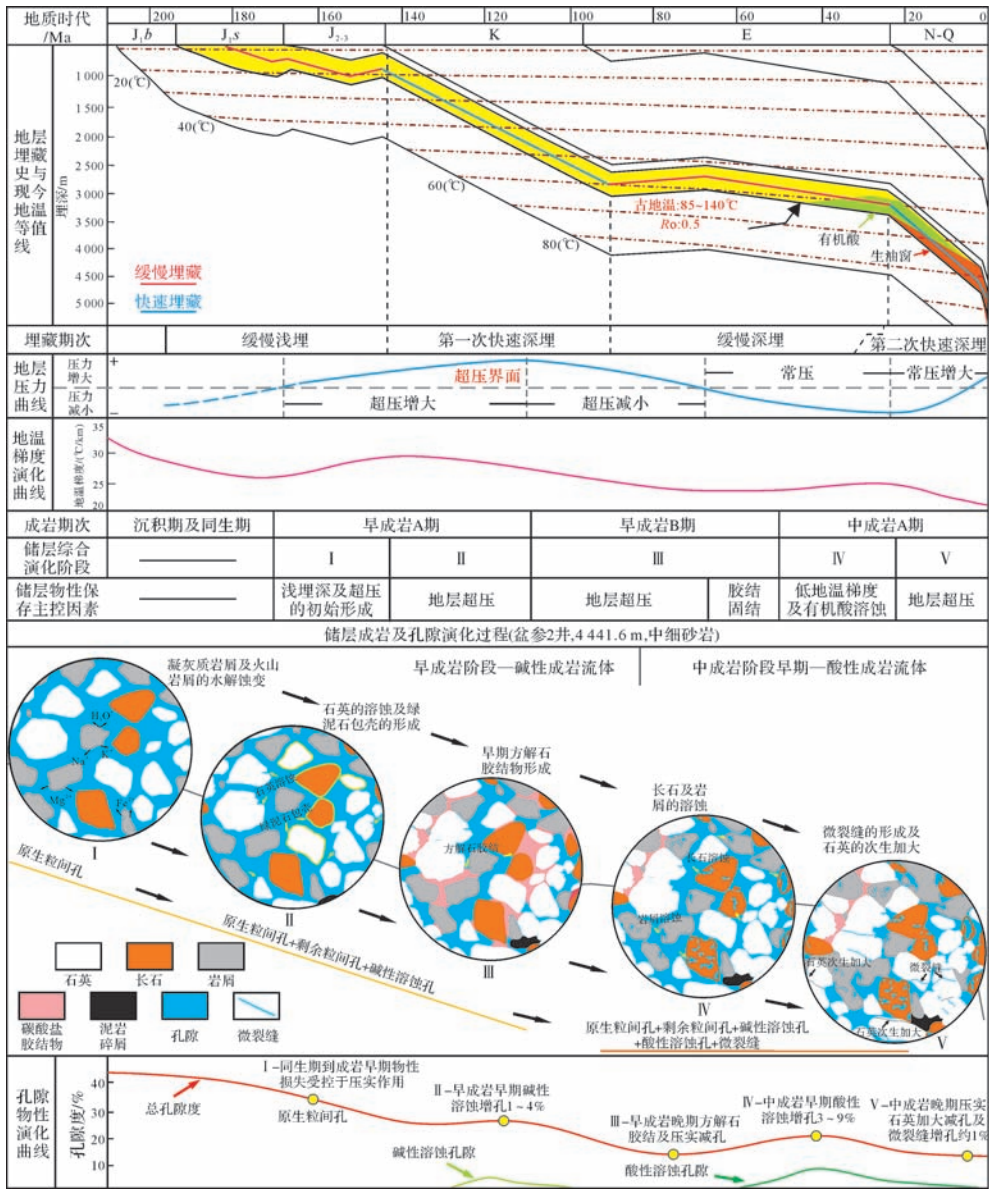


图 10 莫索湾地区三工河组砂岩储层物性演化多因素耦合控制关系

Fig. 10 Multi-factor relation in controlling reservoir physical property evolution of Sangonghe Formation sandstones in Mosuowan area

有机质成熟深度可延伸至 3 400 m 以深,因而储层在缓慢埋藏的中后期才开始进入中成岩 A 期。有机质成熟过程中形成羧酸和酚等有机溶剂,使得成岩流体 pH 逐渐降低并最终达酸性环境。而深部碎屑岩有机酸溶蚀作用模拟实验表明<sup>[34]</sup>,碳酸盐矿物较长石等铝硅酸盐矿物更易也更早发生溶蚀。因此从储层内长石的大量溶蚀现象可推断早期碳酸盐胶结物的溶蚀应更为充分,使得现今储层内部胶结物含量较低,即早期碳酸盐胶结损失的物性在这一阶段得以一定程度的恢复。同时后期古地温梯度继续降低使得有机酸的生成、溶蚀深度及时限加大,酸性溶蚀增孔作

用进而更加有效,增孔量可达 3%~9%。因而在储层综合演化阶段 IV,物性保存主控因素为低地温梯度及有机酸的溶蚀作用。

#### 4.5 第二次快速深埋—现今阶段(简称阶段 V)

新近纪开始的喜马拉雅造山运动使得莫索湾地区再次进入快速深埋阶段。地层快速深埋状态下,砂体欠压实超压再次形成的同时,三工河组内部有机质,特别是下伏八道湾组烃源岩进一步成熟而进入大量生排烃阶段<sup>[15,19]</sup>,使得地层压力持续增大,因此地层也由常压逐渐进入现今的超压状态。由于地层埋深的加大使得局部压实较强处石英等刚性碎屑颗粒

开始形成微裂缝,但其数目相对较少,增孔量在1%左右,而受控于超压的存在大部分颗粒仍保持点一线接触。另一方面,古地温梯度自新近纪开始再次持续降低,有机质生排烃进程时限及深度同样得以延长和拓宽,使得现今储层虽然埋深达3 500 m以深,有机质仍处于生排烃状态,储层仍未进入晚期含铁碳酸岩的大量胶结阶段。因此地层超压及地温梯度的降低是储层综合演化阶段V物性保存的主控因素。

### 5 储层综合成岩及油气聚集模式

综合三工河组岩相发育特征、区域地质演化及储层物性保存过程多因素分析、区域生排烃史,最终建立三工河组深层储层综合成岩演化及油气聚集模式(图11)。

三工河组岩相组合为三二段三角洲砂体夹于三一段、三三段大段湖相泥岩内部。其沉积后一侏罗纪

末浅埋藏期(图11a),储层处于演化阶段I,砂体原生孔喉连通性好,伴随着二叠系烃源岩开始生排烃,地层超压向上传导的同时油气沿先存断裂向上运移。围绕车莫古隆起压力势、古地温及流体势较小的部位形成三工河组古油藏。白垩纪快速埋藏期—古近纪缓慢埋藏早中期(图11b),储层处于演化阶段II~III,地层超压使得三二段砂体逐渐形成压力封存箱,三一段、三三段大段泥岩分别作为超压顶、底封层。而在超压系统内部流体流动方式主要以热循环对流形式进行<sup>[35]</sup>,而在碱性成岩流体循环流动中,深埋区较高的地层温压使得碱性流体内碳酸盐更易沉淀<sup>[36]</sup>,因而深埋区可形成碳酸盐胶结带,这一胶结带增加了深埋储层的抗压实强度。自古近纪晚期(图11c),储层进入阶段IV~V,三工河组内部有机质大量成熟排烃之前,有机酸的大量释放使得腹部深埋区储层得以充分溶蚀。由于下部有机酸浓度较大及上

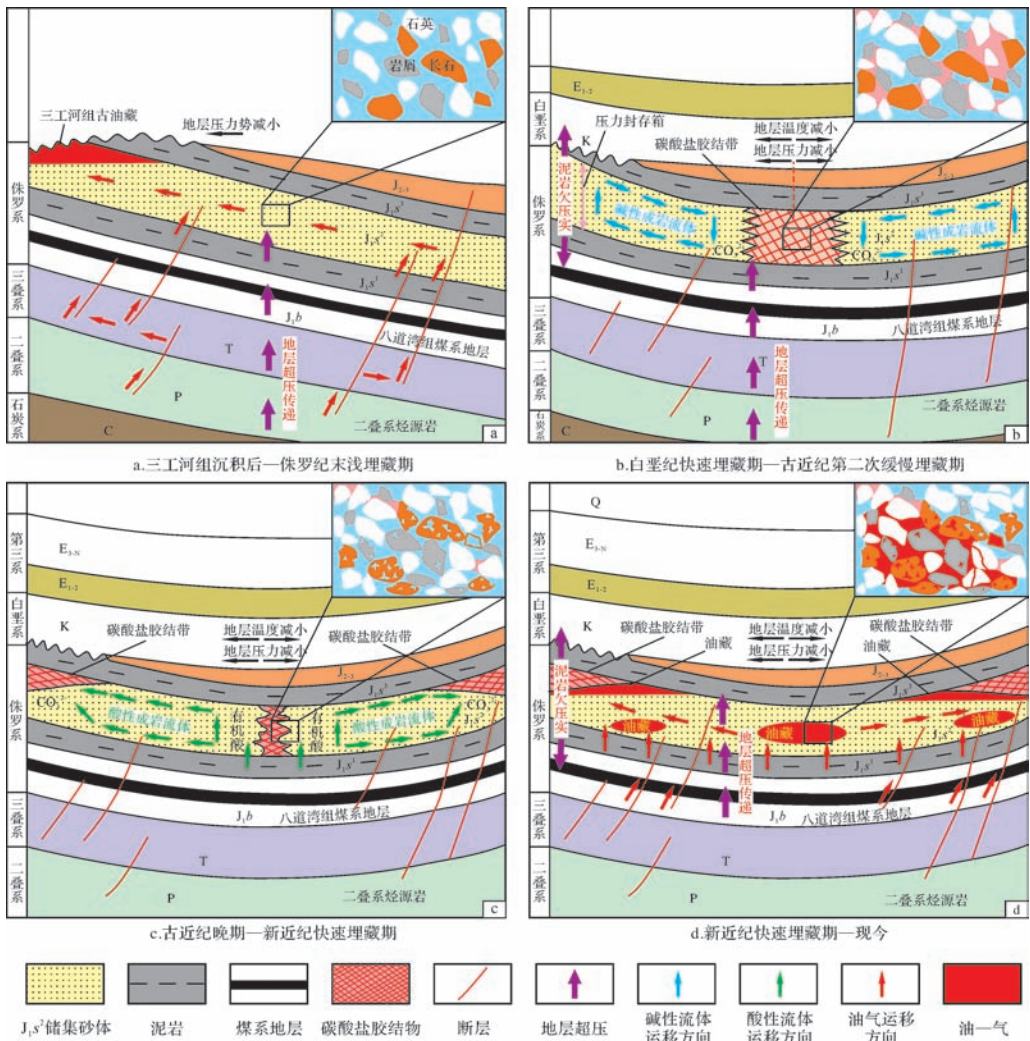


图11 三工河组综合成岩演化及油气聚集模式

Fig.11 Oil-gas accumulation and comprehensive diagenetic evolution model of Sanggonghe Formation

部泥岩对流体排放的封隔,使得有机酸在三二段砂体内部以浓度扩散、地层压力差及热循环对流的形式向浅埋藏区流动,深埋区早期方解石胶结带也得以有效溶蚀而恢复物性,酸性溶蚀下的碳酸盐逐渐向上迁移并在超压顶面形成新的碳酸盐胶结带<sup>[16,37]</sup>。伴随着有机质进一步成熟,侏罗系烃源岩开始生排烃(图11d),地层压力的增大使得 $J_1s_2$ 压力封存箱再次形成,腹部深埋储层由于经历超压、碳酸盐胶结的固结及后期有机酸充分溶蚀而形成优质储层,当有效圈闭存在油气得以充注保存,而油气由深部向浅部运移,最终可在浅埋区超压顶面碳酸盐胶结带下部聚集。

## 6 油气地质意义

综上所述,莫索湾地区深层三工河组优质储层勘探首先应在区域上明确砂体物源体系,区分塑性岩屑含量相对较少的物源方向及砂体展布,并进一步明确砂体沉积微相类型及沉积特征,优质储集砂体应以辫状河三角洲前缘水下分流河道及河口坝中细砂、中粗砂岩为主。而从莫索湾地区三工河组砂体物性与埋深关系来看(图12a),储层物性随深度变化关系并不明显,即基本不受理深控制,造成这一现象的重要原因之一就是研究区三工河组处于盆地腹部普遍存在的超压带内,储层物性得以有效保存。前期研究表明盆地腹部侏罗系这一超压带往往具有“穿层性”,即超压顶界深度区域上近似一向南倾斜的曲面<sup>[16-17]</sup>。而在超压带顶面往往形成碳酸盐胶结带<sup>[37]</sup>,如研究

区西部莫西庄地区及南部永进地区,在超压带顶部砂岩储层内碳酸盐含量明显增大(图12b),储层物性显著降低。因此尽管莫索湾地区三工河组均处于超压带内,但从后期整个盆地腹部三工河组勘探角度来看,应结合砂体展布对超压带范围特别是各区域超压顶界深度进行精细研究,进而确定优势储层分布。同时莫索湾地区处于盆地腹部中心位置,埋深较大,因此地层温压较盆地两侧及北部浅埋区更大。前已述及,受控于盆地较低的地温梯度,三工河组储层内成岩流体现今仍维持酸性条件,即储层仍处于溶蚀阶段,而溶蚀产物将不断向低温压区迁移,这也是莫索湾地区三工河组储层内胶结物总含量较少的重要原因。而溶蚀产物在浅埋藏区可能再次沉淀形成胶结带,因此后期油气勘探还应注重区域连通砂体内部成岩流体运移路径及砂体现今构造位置,从而准确判断优质储层发育位置。

## 7 结论

(1) 莫索湾地区深层三工河组储层以低成分成熟度、较高的结构成熟度为特征,孔喉结构属中孔—细微喉型,孔隙度集中在8%~16%之间,渗透率在 $(0.1\sim 100)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 之间,为典型的深层优质碎屑岩储层。

(2) 三工河组储层成岩作用主要以压实、胶结、溶蚀为主,压溶作用不发育,其中压实作用是储层物性损失的主要原因,储层成岩演化阶段处于早成岩B

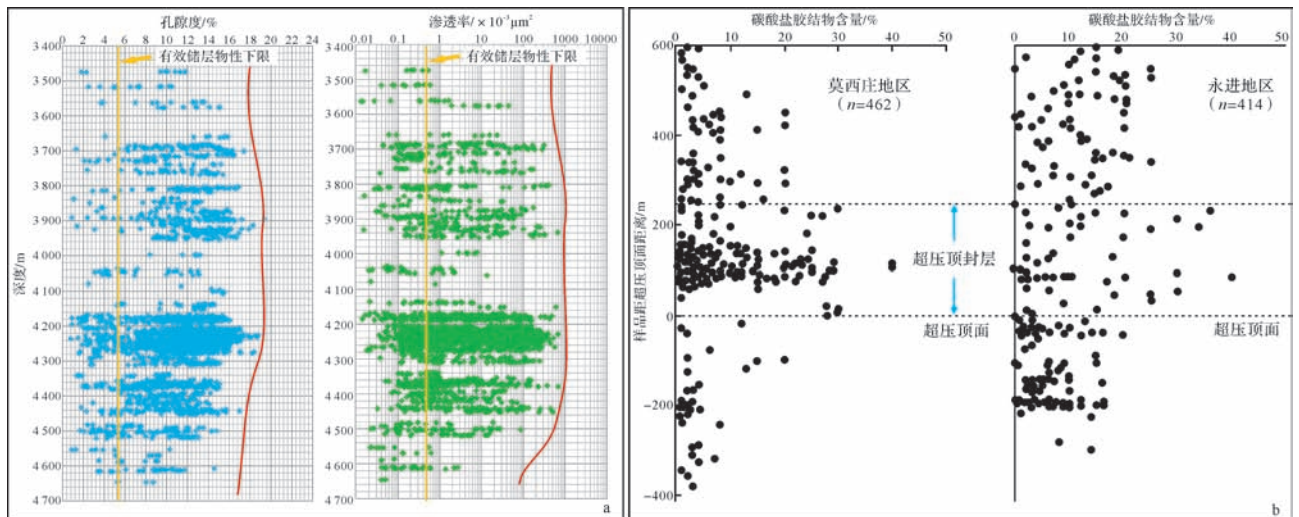


图12 莫索湾地区三工河组物性垂向分布(a)及盆地腹部侏罗系超压顶面附近碳酸盐胶结物含量变化(引自文献[37],有修改)(b)

Fig.12 Vertical distribution of physical properties of Sangonghe Formation in Mosuowan area (a) and content variation of carbonate cements near top surface of overpressure of Jurassic in hinterland of basin (b)

期—中成岩 A 期。

(3) 塑性岩屑较少的物源体系及水动力较强的砂体沉积相带、地层超压、成岩流体早成岩期碱性中成岩期酸性的转变、较低的古地温梯度,上述 4 方面因素分别使得三工河组深层储层物性得以有效保存。

(4) 三工河组储层物性保存过程可划分为 5 个阶段,不同阶段物性保存的主控因素不同,缓慢浅埋阶段 I 为浅埋深和地层超压的初始形成;第一次快速深埋早—中期阶段 II 为地层超压;第一次快速深埋晚期—缓慢深埋早—中期阶段 III 主控因素由超压逐渐转变为胶结物的固结作用;缓慢深埋中—后期阶段 IV 为低地温梯度及有机酸的溶蚀作用;第二次快速深埋—现今阶段 V 为地层超压及地温梯度的降低。

### 参考文献 (References)

- [1] Bloch S, Lander R H, Bonnell L. Anomously high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: origin and predictability[J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(2): 301-328.
- [2] 朱如凯,邹才能,白斌,等. 全球油气勘探研究进展及对沉积储层研究的需求[J]. 地球科学进展, 2011, 26(11): 1150-1161. [Zhu Rukai, Zou Caineng, Bai Bin, et al. Progresses in the global petroleum exploration and its demand in reservoir research[J]. Advances in Earth Science, 2011, 26(11): 1150-1161.]
- [3] 孙龙德,邹才能,朱如凯,等. 中国深层油气形成、分布与潜力分析[J]. 石油勘探与开发, 2013, 40(6): 641-649. [Sun Longde, Zou Caineng, Zhu Rukai, et al. Formation, distribution and potential of deep hydrocarbon resources in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2013, 40(6): 641-649.]
- [4] 远光辉,操应长,贾珍臻,等. 含油气盆地中深层碎屑岩储层异常高孔带研究进展[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(1): 28-42. [Yuan Guanghui, Cao Yingchang, Jia Zhenzhen, et al. Research progress on anomalously high porosity zones in deeply buried elastic reservoirs in petroliferous basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(1): 28-42.]
- [5] Surdam R C, Crossey L J, Hagen E S, et al. Organic-inorganic interactions and sandstone diagenesis[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(1): 1-23.
- [6] 李会军,吴泰然,吴波,等. 中国优质碎屑岩深层储层控制因素综述[J]. 地质科技情报, 2004, 23(4): 76-82. [Li Huijun, Wu Tairan, Wu Bo, et al. Distribution and controlling factors of high quality clastic deeply buried reservoirs in China[J]. Geological Science and Technology Information, 2004, 23(4): 76-82.]
- [7] Berger A, Gier S, Krois P. Porosity-preserving chlorite cements in shallow-marine volcanoclastic sandstones: evidence from Cretaceous sandstones of the Sawan gas field, Pakistan[J]. AAPG Bulletin, 2009, 93(5): 595-615.
- [8] Ajdukiewicz J M, Nicholson P H, Esch W L. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Nophlet Formation, Gulf of Mexico[J]. AAPG Bulletin, 2010, 94(8): 1189-1227.
- [9] 潘荣,朱筱敏,王星星,等. 深层有效碎屑岩储层形成机理研究进展[J]. 岩性油气藏, 2014, 26(4): 73-80. [Pan Rong, Zhu Xiaomin, Wang Xingxing, et al. Advancement on formation mechanism of deep effective clastic reservoir[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(4): 73-80.]
- [10] 况军,姚根顺,朱国华,等. 准噶尔盆地腹部地区侏罗系三工河组相对优质储集层的成因[J]. 石油勘探与开发, 2001, 28(6): 34-37. [Kuang Jun, Yao Genshun, Zhu Guohua, et al. The origin of favorable sandstone reservoirs of Sangonghe Formation, lower Jurassic in central Junggar Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2001, 28(6): 34-37.]
- [11] 张冬玲,鲍志东,王建伟,等. 准噶尔盆地中部下侏罗统三工河组二段沉积相及储层特征[J]. 古地理学报, 2005, 7(2): 185-196. [Zhang Dongling, Bao Zhidong, Wang Jianwei, et al. Sedimentary facies and reservoir characters of the member 2 of Sangonghe Formation of lower Jurassic in central Junggar Basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2005, 7(2): 185-196.]
- [12] 胡海燕,王国建. 准噶尔盆地深层相对优质储层发育机理—淋滤与溶蚀作用[J]. 中国岩溶, 2009, 28(1): 35-41. [Hu Haiyan, Wang Jianguo. Development mechanism of relative high quality oil reservoir in the deeply buried sandstone in the Junggar Basin—leaching and corrosion[J]. Carsologica Sinica, 2009, 28(1): 35-41.]
- [13] 金振奎,苏奎,苏妮娜. 准噶尔盆地腹部侏罗系深部优质储层成因[J]. 石油学报, 2011, 32(1): 25-31. [Jin Zhenkui, Su Kui, Su Nina. Origin of Jurassic deep burial high-quality reservoirs in the central Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 25-31.]
- [14] Scherer M. Parameters influencing porosity in sandstones: a model for sandstone porosity prediction[J]. AAPG Bulletin, 1987, 71(5): 485-491.
- [15] 何生,何治亮,杨智,等. 准噶尔盆地腹部侏罗系超压特征和测井响应以及成因[J]. 地球科学, 2009, 34(3): 457-470. [He Sheng, He Zhiliang, Yang Zhi, et al. Characteristics, well-log responses and mechanisms of overpressures within the Jurassic Formation in the central part of Junggar Basin[J]. Earth Science 2009, 34(3): 457-470.]
- [16] 邹华耀,郝芳,张伯桥,等. 准噶尔盆地中部超压封闭层的岩石学特征与封闭机理[J]. 岩石学报, 2006, 22(8): 2213-2219. [Zou Huayao, Hao Fang, Zhang Boqiao, et al. Petrologic feature and sealing mechanism for the pressure seal in the center of Junggar Basin[J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(8): 2213-2219.]
- [17] 杨智,何生,何治亮,等. 准噶尔盆地腹部超压层分布与油气成藏[J]. 石油学报, 2008, 29(2): 199-205, 212. [Yang Zhi, He Sheng, He Zhiliang, et al. Distribution of overpressure stratum and its relationship with hydrocarbon accumulation in the central part of Junggar Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2008, 29(2): 199-205, 212.]
- [18] 蕙克来,操应长,金杰华,等. 冀中拗陷霸县凹陷古近系中深层

- 古地层压力演化及对储层成岩作用的影响[J]. 石油学报, 2014, 35(5): 867-878. [Xi Kelai, Cao Yingchang, Jin Jiehua, et al. Paleopressure evolution and its effects on diagenesis of reservoirs in middle-deep Paleogene strata in Baxian sag, Jizhong depression [J]. Acta Petrolei Sinica, 2014, 35(5): 867-878.]
- [19] 谭绍泉, 曾治平, 宫亚军, 等. 准噶尔盆地腹部超压控制烃、储演化与油气充注过程[J]. 断块油气田, 2014, 21(3): 287-291. [Tan Shaoquan, Zeng Zhiping, Gong Yajun, et al. Control of abnormal overpressure on hydrocarbon-reservoir evolution and hydrocarbon filling process in central of Junggar Basin [J]. Fault-Block Oil & Gas Field, 2014, 21(3): 287-291.]
- [20] Blatt H, Middleton G, Murray R. Origin of Sedimentary Rocks [M]. 2nd ed. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall Inc, 1980: 332-362.
- [21] 谢武仁, 杨威, 赵杏媛, 等. 川中地区须家河组绿泥石对储集层物性的影响[J]. 石油勘探与开发, 2010, 37(6): 674-679. [Xie Wuren, Yang Wei, Zhao Xingyuan, et al. Influences of chlorite on reservoir physical properties of the Xujiache Formation in the central part of Sichuan Basin [J]. Petroleum Exploration and Development, 2010, 37(6): 674-679.]
- [22] 周瑶琪, 周振柱, 陈勇, 等. 东营凹陷民丰地区深部储层成岩环境变化研究[J]. 地学前缘, 2011, 18(2): 268-276. [Zhou Yaoqi, Zhou Zhenzhu, Chen Yong, et al. Research on diagenetic environmental changes of deep reservoir in Minfeng area, Dongying sag [J]. Earth Science Frontiers, 2011, 18(2): 268-276.]
- [23] 操应长, 贾艳聪, 王艳忠, 等. 渤海洼陷北带沙四上亚段储层成岩流体演化[J]. 现代地质, 2014, 28(1): 197-207. [Cao Yingchang, Jia Yancong, Wang Yanzhong, et al. Diagenetic fluid evolution of reservoirs in Es<sub>4s</sub> in the north zone of the Bonan sag [J]. Geoscience, 2014, 28(1): 197-207.]
- [24] 纪友亮, 周勇, 刘玉瑞, 等. 高邮凹陷古近系阜宁组一段沉积特征对储层成岩作用及物性的影响[J]. 地质学报, 2014, 88(7): 1299-1310. [Ji Youliang, Zhou Yong, Liu Yurui, et al. The impact of sedimentary characteristics on the diagenesis and reservoir quality of the 1st member of Paleogene Funing Formation in the Gaoyou subbasin [J]. Acta Geologica Sinica, 2014, 88(7): 1299-1310.]
- [25] 祝海华, 钟大康, 姚泾利, 等. 碱性环境成岩作用及对储集层孔隙的影响——以鄂尔多斯盆地长7段致密砂岩为例[J]. 石油勘探与开发, 2015, 42(1): 51-59. [Zhu Haihua, Zhong Dakang, Yao Jingli, et al. Alkaline diagenesis and its effects on reservoir porosity: A case study of upper Triassic Chang 7 tight sandstones in Ordos Basin, NW China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2015, 42(1): 51-59.]
- [26] 黄洁, 朱如凯, 侯读杰, 等. 深部碎屑岩储层次生孔隙发育机理研究进展[J]. 地质科技情报, 2007, 26(6): 76-82. [Huang Jie, Zhu Rukai, Hou Dujie, et al. The new advances of secondary porosity genesis mechanism in deep clastic reservoir [J]. Geological Science and Technology Information, 2007, 26(6): 76-82.]
- [27] 申文, 吕新彪. 流体包裹体在准噶尔盆地中部 I 区块侏罗系储层油气运移研究中的应用[J]. 地质科技情报, 2007, 26(3): 61-66. [Shen Wen, Lü Xinbiao. Fluid inclusion in the study of petroleum migration in Z1 area, middle Junggar Basin, China [J]. Geological Science and Technology Information, 2007, 26(3): 61-66.]
- [28] 廖健德, 向宝力, 程显胜, 等. 莫索湾地区 J<sub>1</sub>s 油藏油气来源及成藏时间分析[J]. 江汉石油学院学报, 2004, 26(3): 37-38. [Liao Jiande, Xiang Baoli, Cheng Xiansheng, et al. Origin of oil-gas and reservoir forming time analysis of J<sub>1</sub>s reservoir in Mosuowan area [J]. Journal of Jiangnan Petroleum Institute, 2004, 26(3): 37-38.]
- [29] 赵洪, 罗晓容, 张立宽, 等. 准噶尔盆地中部 I 区块三工河组流体包裹体特征及对油气多期充注—调整过程的指示[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(3): 466-476. [Zhao Hong, Luo Xiaorong, Zhang Likuan, et al. A sign to the multi-phases hydrocarbon charge and adjustment: fluid inclusion study from the Sangonghe Formation in the No.1 block, the middle Junggar Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(3): 466-476.]
- [30] 纪友亮. 油气储层地质学 [M]. 北京: 石油工业出版社, 2015: 73-80. [Ji Youliang. Hydrocarbon Reservoir Geology [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015: 73-80.]
- [31] 邱楠生. 中国西部地区沉积盆地热演化和成烃史分析[J]. 石油勘探与开发, 2002, 29(1): 6-8, 23. [Qiu Nansheng. Thermal evaluation and hydrocarbon generation history of the sedimentary basins in western China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2002, 29(1): 6-8, 23.]
- [32] 寿建峰, 张惠良, 沈杨, 等. 中国油气盆地砂岩储层的成岩压实机制分析[J]. 岩石学报, 2006, 22(8): 2165-2170. [Shou Jianfeng, Zhang Huiliang, Shen Yang, et al. Diagenetic mechanisms of sandstone reservoirs in China oil and gas-bearing basins [J]. Acta Petrologica Sinica, 2006, 22(8): 2165-2170.]
- [33] 王鑫, 斯春松, 朱国华, 等. 准噶尔盆地侏罗—白垩系煤系与非煤系储层成因模式与孔隙定量预测[J]. 中国石油勘探, 2004(5): 45-52. [Wang Xin, Si Chunsong, Zhu Guohua, et al. Diagenetic patterns of Jurassic-Cretaceous coal measure and non-coal measure reservoirs and porous quantitative prediction in Junggar Basin [J]. China Petroleum Exploration, 2004(5): 45-52.]
- [34] 季汉成, 徐珍. 深部碎屑岩储层溶蚀作用实验模拟研究[J]. 地质学报, 2007, 81(2): 212-219. [Ji Hancheng, Xu Zhen. Experimental simulation for dissolution in clastic reservoirs of the deep zone [J]. Acta Geologica Sinica, 2007, 81(2): 212-219.]
- [35] 袁静, 赵澄琳. 水介质的化学性质和流动方式对深部碎屑岩储层成岩作用的影响[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2000, 24(1): 60-63. [Yuan Jing, Zhao Chenglin. Influence of chemistry of fluid and circulated convection current on diagenesis of petroclastic rock in deep formation [J]. Journal of the University of Petroleum, China, 2000, 24(1): 60-63.]
- [36] 黄思静. 碳酸盐岩的成岩作用 [M]. 北京: 地质出版社, 2010: 81-83. [Huang Sijing. Carbonate diagenesis [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2010: 81-83.]
- [37] 杨智, 邹才能, 何生, 等. 准噶尔盆地腹部超压顶面附近碳酸盐胶结带的成因机理[J]. 中国科学(D辑): 地球科学, 2010, 40

(4):439-451. [Yang Zhi, Zou Caineng, He Sheng, et al. Formation mechanism of carbonate cemented zones adjacent to the top overpressured surface in the central Junggar Basin, NW China[J].

Science China (Seri. D): Earth Sciences, 2010, 40(4): 439-451.]

## Multi-factor Coupling Analysis on Property Preservation Process of Deep Buried Favorable Reservoir in Hinterland of Junggar Basin

GAO ChongLong<sup>1,2</sup>,JI YouLiang<sup>1,2</sup>,GAO ZhiYong<sup>3</sup>,WANG Jian<sup>4</sup>,REN Ying<sup>1,2</sup>,LIU DaWei<sup>1,2</sup>,DUAN XiaoBing<sup>1,2</sup>,HUAN ZhiJun<sup>1,2</sup>,CHENG TongRan<sup>1,2</sup>

1. College of Geosciences, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

2. State Key Laboratory of Petroleum Resource and Prospecting, China University of Petroleum (Beijing), Beijing 102249, China

3. Petroleum Geology Research and Laboratory Center of Research Institute of Petroleum Exploration and Development, PetroChina, Beijing 100083, China

4. PetroChina Xinjiang Oilfield Company, Research Institute of Experiment and Detection, Karamay, Xinjiang 834000, China

**Abstract:** Although buried in depth between 3 800~4 600 m, reservoirs of Sangonghe Formation in Mosuowan area have a relatively favorable physical properties, and become one of the key formations in hydrocarbon discoveries in hinterland of Junggar Basin. Thus, for later oil-gas exploration and development, it is of great significance to make clear multi-factor relationships and genetic mechanism of favorable reservoirs which are deeply buried. Through microscopic thin section, scanning electron microscope analysis, physical property analysis, X-ray diffraction of clay mineral, and well drilling- logging data, together with burial history, tectonic evolution, and based on single factors analysis of reservoir property preservation, present paper carries out a detailed multi- factor coupling analysis and discussion in property preservation process of deep buried clastic reservoir of Sangonghe Formation. The results demonstrate that favorable depositional conditions, strata overpressure, changes of diagenetic fluid properties and paleogeotemperature, these four factors respectively make the reservoir properties effectively preserved. Furthermore, the process of property preservation process can be divided into 5 stages, and during different evolution period, the main controlling factor of property preservation is different. During the slow shallow burial period, the main controlling factor were shallow depth and the beginning of strata overpressure; early to mid stage of first quick deep burial period the main factor was strata overpressure; mid to late stage of first quick deep burial and early to mid stage of slow deep burial period the main factor changed from strata overpressure to consolidation of cements; mid to late stage of slow deep burial period the main factor were low geothermal gradient and the dissolution of organic acid; while the second quick deep burial period to nowadays, the main factor are strata overpressure and decrease of geothermal gradient, and finally an oil-gas accumulation and comprehensive diagenetic evolution model of Sangonghe Formation is proposed.

**Key words:** hinterland of Junggar Basin; Sangonghe Formation; deep buried reservoir; property preservation process; multi-factor analysis