

成岩流体系统演化阶段与深层超压致密储层成因

——以准噶尔盆地腹部地区为例

李 军¹,袁成灼¹,尚晓庆¹,吴 涛²,吾尔妮萨罕·麦麦提敏³,许晨航¹,徐泽阳¹,徐会永⁴

[1. 西安石油大学 地球科学与工程学院 陕西省油气成藏地质学重点实验室,陕西 西安 710065;2. 中国石油 新疆油田分公司 勘探开发研究院,新疆 克拉玛依 834000;3. 中国石油 新疆油田公司 准东采油厂,新疆 阜康 831511;4. 中国石油大学(华东)期刊社,山东 青岛 266580]

摘要:深层超压致密油气是准噶尔盆地增储上产的重要资源类型之一。以盆地腹部地区为例,针对储层成因及主控因素不明等问题,基于储层分析化验、钻/测井及试油气资料,结合盆地模拟结果与地质综合解析,明确了储层机械压实与化学压实作用的特征及超压发育时序,探讨了半封闭-封闭成岩体系的形成机制,进而揭示了深层超压致密储层成因机制及其主控因素。研究结果表明:在埋深0~2 400 m阶段,储层以机械压实为主,压实作用导致的减孔率达70%~90%,并形成半封闭-封闭成岩体系;在埋深2 400 m以深阶段,化学压实作用占主导,溶蚀产物迁移显著受阻,多以原地或就近沉淀胶结为主,若无其他建设性成岩作用参与,溶蚀作用增孔效应有限。不同成因超压对储层质量的改善效果存在差异,化学压实成因超压对原生孔隙的保护及次生孔隙形成的强化作用均较弱,而生烃及传导成因超压则可增强溶蚀作用,从而改善储层物性。总体而言,早期机械压实作用所决定的成岩体系开放程度,对晚期深埋阶段成岩演化路径、孔隙演化模式及优质储层(“甜点”)的形成具有重要控制作用。

关键词:成岩流体系统;压实作用;成因机制;超压;致密储层;准噶尔盆地

中图分类号:TE122.2

文献标识码:A

Diagenetic fluid system evolution and genesis of deep overpressured tight reservoirs: A case study of the hinterland of the Junggar Basin

LI Jun¹, YUAN Chengzhuo¹, SHANG Xiaoping¹, WU Tao², WUERNISAHAN Maimaitimin³, XU Chenhang¹, XU Zeyang¹, XU Huiyong⁴

[1. School of Earth Sciences and Engineering, Xi'an Shiyou University; Shaanxi Key Lab of Petroleum Accumulation Geology, Shaanxi Xi'an 710065, China; 2. Exploration and Development, Xinjiang Oilfield Company, PetroChina, Karamay 834000, China; 3. Xinjiang Oilfield Zhundong Oil Production Plant, PetroChina, Fukang, Xinjiang 831511, China; 4. Periodical Office, China University of Petroleum (East China), Qingdao 266580, China]

Abstract: Deep overpressured tight hydrocarbons represent a significant resource type for additions to reserves from reserve growth in the Junggar Basin. This study aims to determine the origin and primary controlling factors of tight reservoirs in the hinterland of the basin. Based on data from laboratory tests of reservoirs, drilling and logging, and well tests, combined with basin simulation results and integrated geological interpretation, we characterize mechanical and chemical compaction processes in the reservoirs and determine the temporal evolution of overpressure development. By examining the formation mechanisms of the semi-closed to closed diagenetic fluid system, we further reveal the genetic mechanisms and primary controlling factors of deep overpressured tight reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin. The results indicate that at burial depths ranging from 0 to 2 400 m, the reservoirs are predominantly subjected to mechanical compaction, which induces porosity reduction rates of up to 70%~90% and the formation of a semi-closed to closed diagenetic fluid system. At burial depths of greater than 2 400 m, chemical compaction predominates, with

收稿日期:2025-07-28;修回日期:2025-08-15。

第一作者简介:李军(1982—),男,副教授,油气成藏地质学、非常规油气地质与勘探。E-mail: lijun@xsyu.edu.cn。

通讯作者简介:徐会永(1977—),男,博士、编审,编辑学、地质资源与地质工程。E-mail: xhy7714@upc.edu.cn。

基金项目:新疆维吾尔自治区“天山英才”科技创新领军人才支持项目(2023TSYCLJ0001);西安石油大学青年科研创新团队项目(2019QNKYCXDT06)。

dissolution products mostly precipitating in situ or nearby as cements since their migration is significantly hindered. This results in limited dissolution-induced porosity enhancement in the absence of other constructive diagenetic processes. Overpressure originating from different mechanisms enhances reservoir quality to varying degrees. Specifically, overpressure induced by chemical compaction plays a minor role in preserving primary pores and forming secondary pores. In contrast, overpressure formed by hydrocarbon generation and pressure transmission can intensify dissolution, thereby improving reservoir physical properties. Overall, the degree of openness of the diagenetic fluid system, determined by early-stage mechanical compaction, plays a significant role in controlling the diagenetic evolutionary pathway, the evolutionary pattern of pores, and the formation of high-quality reservoirs (sweet spots) during late-stage deep burial stage.

Key words: diagenetic fluid system, compaction, genetic mechanism, overpressure, tight sandstone reservoir, Junggar Basin

引用格式:李军,袁成灼,尚晓庆,等.成岩流体系统演化阶段与深层超压致密储层成因——以准噶尔盆地腹部地区为例[J].石油与天然气地质,2025,46(5):1597–1613. DOI:10.11743/ogg20250513.

LI Jun, YUAN Chengzhuo, SHANG Xiaoqing, et al. Diagenetic fluid system evolution and genesis of deep overpressured tight reservoirs: A case study of the hinterland of the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2025, 46(5): 1597–1613. DOI: 10.11743/ogg20250513.

致密油气是最早被人类开发利用并开展成藏研究的非常规油气类型^[1],也是当前中国产量最高的非常规油气资源。2023年,全国致密油产量达到 $1\,193 \times 10^4$ t,致密气产量超过 600×10^8 m³^[1-2]。然而,在未来实现致密油气高效勘探开发与高质量发展过程中,仍存在一系列的基础地质理论和工程技术难题。其中,储层成因机制及“甜点”评价优选即是关键课题之一,尤其在深层-超深层致密油气勘探开发中显得尤为重要^[3-5]。

对于深层-超深层致密储层,前人对其微观成岩作用机制的研究已取得显著进展^[3, 6-12],涵盖了成岩演化阶段、溶蚀作用与次生孔隙形成机制、早期胶结作用与原生孔隙保护机制以及裂缝形成机制等方面。然而,关于成岩流体系统的封闭性与开放性机制及其对优质储层的控制作用,目前研究仍相对薄弱。Chuhan等较早引入封闭成岩体系的概念,并以此解释了北海盆地挪威海域深部侏罗系储层的成因机制^[13-14]。李军等认为,早期强烈的压实作用及由此形成的半封闭-封闭成岩流体系统是四川盆地北部三叠系须家河组致密储层形成的主因^[15]。魏新善等指出,鄂尔多斯盆地三叠系延长组致密储层的形成与晚期成岩流体滞留效应密切相关^[16]。在深埋且相对封闭的成岩环境中,尽管有大量岩石学证据表明存在长石、岩屑和碳酸盐胶结物的溶蚀作用及次生孔隙的形成,但由于缺乏明确的地球化学机制以解释溶蚀产物迁移过程,许多学者认为此类溶蚀作用难以显著改善储层孔隙度^[12-13, 15-17]。因此,成岩流体系统的开放程度已成为控制深层储层溶蚀作用强度及次生孔隙发育的关键因素之一。

除成岩流体系统的开放程度外,流体超压也被广泛认为是深层优质储层形成的重要控制因素之

一^[3, 7, 12, 18-20]。超压对深层优质储层的建设性作用主要体现在以下两个方面:①抑制由有效应力引起的压实作用,从而减缓原生粒间孔隙的损失,使深层砂岩储层在较大埋深下仍能保持异常高孔隙度;②限制或者阻止石英等胶结作用的进行,对已有孔隙起到保护作用。然而,这两种机制的有效性均以超压形成于主要孔隙减少阶段和胶结作用发生之前为前提,其中早期不均衡(欠压实)成因的超压效果可能最佳;若超压形成较晚,则难以有效保护原生孔隙。近年来,关于含油气盆地超压成因认识发生了显著变化^[21-24]:一方面,不均衡压实作为超压成因的观点不断遭受质疑甚至被否定;另一方面,生烃增压及其与化学压实、构造挤压等因素相互作用形成的晚期复合成因超压,已成为含油气层系超压的主要来源。在此背景下,晚期复合成因超压与储层成岩作用之间的耦合关系及其控制下的优质储层发育模式亟待揭示。

准噶尔盆地是中国六大陆相含油气盆地之一,深层超压致密油气是该盆地实现增储上产的重要资源类型。位于盆地腹部的莫索湾凸起和莫北凸起侏罗系油气藏,尤其是八道湾组油气藏,属于典型的深层超压致密油气藏,也是该盆地未来勘探的重要方向^[25]。前人研究指出,超压是准噶尔盆地腹部侏罗系等深层优质储层发育的关键控制因素之一,其作用包括减弱压实效应、抑制胶结作用以及增强溶蚀作用等^[6-7, 26]。然而,近年来的研究显示,该区侏罗系超压主要源于油气运移过程中的压力传导作用与该层化学压实作用的复合效应,传统观点认为的欠压实机制贡献较弱^[27-29]。这一超压成因认识的重大转变,对超压控制储层机制的深入研究提出了迫切需求。此外,

从成岩流体系统封闭性与开放性及其动态演化角度出发,探讨优质储层形成机制的研究仍较为薄弱。基于此,本文拟对准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层开展系统研究,重点分析机械压实作用与化学压实作用的时间序列、成岩流体系统启闭机制及其控储效应,以及晚期复合成因超压对储层的影响,进而揭示深层超压致密储层的成因机制与主控因素,以期为研究区及类似地质背景区域的下一步油气勘探部署提供科学依据。

1 地质背景

准噶尔盆地腹部地区主体位于中央坳陷和陆梁隆起2个一级构造单元内。本研究重点关注石西凸起南部、莫北凸起及莫索湾凸起中西部区域(图1)。该区经历了海西、印支、燕山和喜马拉雅等多期构造运动的叠加演化与改造,形成了5个主要不整合面,包括石炭系-下二叠统、中-上二叠统、三叠系-中侏罗统、上侏罗统-白垩系以及白垩系-古近系,并发育海西期、印支期和燕山期3大断裂系统^[27]。腹部地区的陆梁-莫北-莫索湾一带的侏罗系-白垩系砂岩是准噶尔盆地3大高效油气勘探领域之一^[30-33],已发现的油气田包括莫北油田、莫索湾气田和莫西庄油田等。研究区侏罗系油气藏普遍发育超压,压力系数最高可达2.2。油气主要来源于二叠系烃源岩,储层为侏罗系三工河组与八道湾组砂体。多期断裂及其与砂体的组合构成了油气运移和成藏的高效输导体系^[34]。

在准噶尔盆地腹部地区(研究区)的侏罗系主力储层中,三工河组二段储层岩性以灰色细-中粒长石岩屑砂岩和不等粒长石岩屑砂岩为主,物性相对较好,平均孔隙度为11.70%,平均渗透率达 $3.74 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,整体属于低渗致密储层^[26, 30]。相比之下,八道湾组储层岩性主要为中-细粒岩屑类砂岩,物性较差,其中八(八道湾组)一段平均孔隙度为9.18%,平均渗透率仅为 $0.25 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$;而八三段平均孔隙度为8.48%,平均渗透率为 $0.36 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,属于典型的致密储层^[26-27]。研究区超压顶界面埋深介于4 000~4 500 m,具有穿时性特征。三工河组与八道湾组超压分布差异显著,三工河组在石西凸起多为常压,向南至莫北凸起其底部开始发育超压,至莫索湾凸起则基本全层段普遍发育超压;而八道湾组在整个区域基本均发育超压(图1c)。尽管莫索湾凸起三工河组全段发育超压,但近年来该区(尤其是莫索湾凸起)油气勘探以八道湾组为主要目的层,三工河组实测资料相对有限。结合本文研究主题,本次工作以八道湾组为

主要研究层位,并兼顾三工河组。后文为表述简洁,将不再详细区分三工河组与八道湾组,统一称为“侏罗系储层”。

2 机械-化学压实作用机制与成岩流体系统演化

机械压实与化学压实作用是控制碎屑岩成岩及孔隙演化的两个关键过程。机械压实作用过程主要指在有效应力主导下砂岩和泥岩发生的成岩作用及物性演化过程;而化学压实作用过程则主要指由溶蚀、胶结等化学成岩作用控制的砂岩与泥岩成岩及物性演化过程^[11, 35]。两者之间的作用时序、转化机制以及所控制的成岩流体系统演化过程,共同决定了深埋优质储层的形成与分布。

2.1 机械-化学压实作用时序研究进展

AAPG Bulletin 于2010年第8期出版专刊报道了砂岩储层预测研究新进展,提出了新的砂岩储层成岩、孔隙演化及预测模型(图2a)^[11-12]。同年,国际石油地质领域另一本重要期刊*Marine and Petroleum Geology*也以专刊形式报到了相关研究进展^[31](专辑:沉积盆地压实过程与岩石孔隙度、渗透率和性质演化)。

根据新的砂岩储层成岩与孔隙演化模型,该类储层成岩及孔隙演化分为两个阶段:①埋深一般小于2 000 m,地层温度低于60~80℃时,以机械压实作用为主;②埋深超过2 000 m,地层温度高于60~80℃时,石英等胶结物开始克服动力学障碍,在颗粒表面及孔隙中发生沉淀,成岩作用进入化学压实主导阶段^[11, 12]。该模型强调,沉积作用与早期机械压实阶段的共同效应,对深埋阶段的成岩路径具有重要控制作用。一方面,深埋化学压实阶段孔隙的保存程度与早期的黏土和微晶石英包壳的发育密切相关;另一方面,早期机械压实阶段的孔隙减少程度决定了深埋化学压实阶段成岩流体系统的封闭性与开放性,进而控制次生孔隙的发育程度。总体上,早期成岩作用对深层储集性能具有显著影响。例如,在墨西哥湾侏罗系Norphlet组中,分选良好且具有早期连续颗粒包壳的石英砂岩,其粒间孔隙度可高于20%;而沉积环境相同但颗粒包壳不连续的砂岩,粒间孔隙度通常低于2%^[37]。

泥岩的成岩及孔隙演化同样可分为两个主要阶段(图2b)。根据Bjørlykke和Høeg(1997)的研究,埋深超过2 000 m后,泥岩的压实作用以化学压实为主,主要表现为矿物的溶解与再沉淀过程^[38]。Bjørlykke

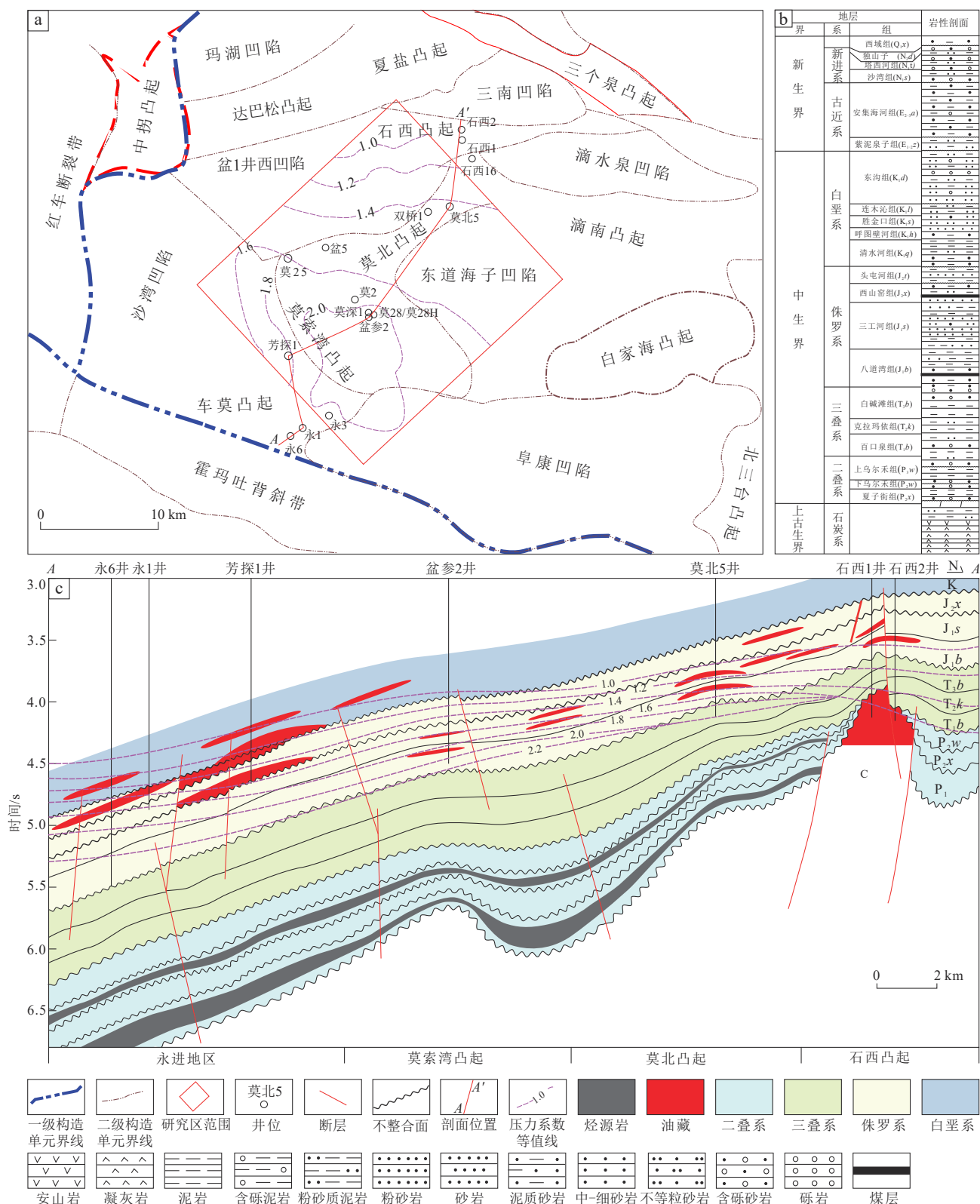


图1 准噶尔盆地腹部地区构造位置(a)、地层综合柱状图(b)和地层压力系数剖面(c)(据文献[27]修改)

Fig. 1 Tectonic location map (a), composite stratigraphic column (b), and formation pressure coefficient section (c) of the hinterland of the Junggar Basin

(1998)进一步指出,在化学压实占主导的埋深下(埋深 $> 2\,000\text{ m}$, 温度 $= 70 \sim 100\text{ }^{\circ}\text{C}$),即使处于超压环境,泥岩的孔隙度也并不显著高于常压条件下的岩

石^[17]。在初始阶段(以机械压实为主)之后,存在一个过渡阶段。此阶段中,黏土矿物的成岩作用已引发化学压实,而机械压实作用仍在持续进行。随埋深进一

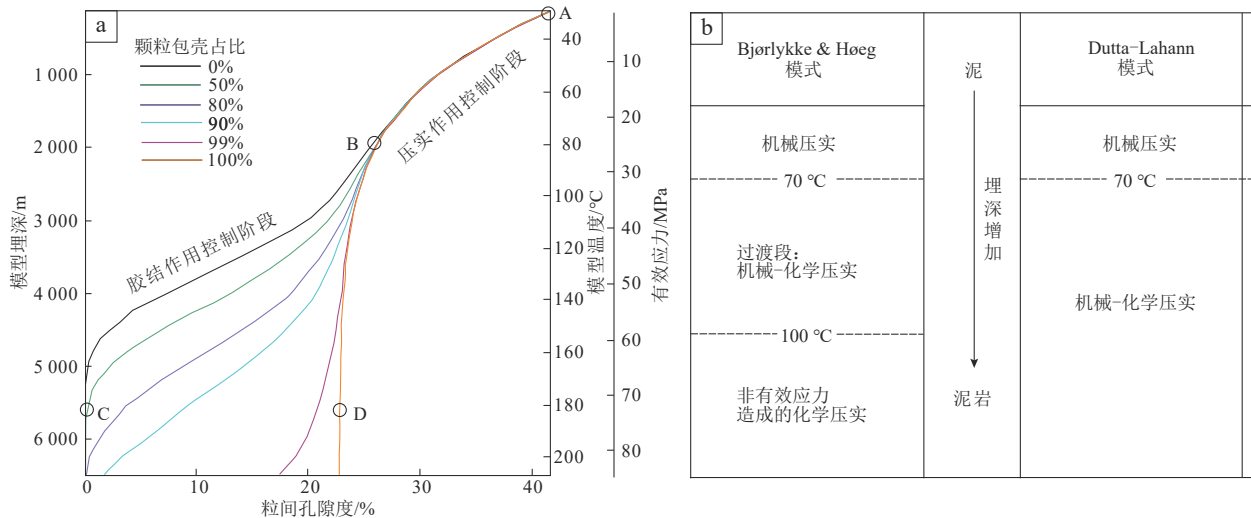


图2 砂岩(a)和泥岩(b)成岩及物性演化概念模型

Fig. 2 Conceptual models showing the diagenetic and physical property evolution of sandstones and mudstones

(a图中的A—D代表典型物性演化路径点。)

步增加和温度升高,化学压实作用逐渐占据绝对主导地位,其过程不再受有效应力的控制。Dutta(2002)提出了一个泥岩成岩演化的替代概念模型^[39]。该模型的其中一个核心要点采纳了Lahann(2002)^[40]的观点,即在蒙脱石向伊利石转化的主要阶段前后,泥岩的正常压实趋势分别受富蒙脱石泥岩和富伊利石泥岩的不同压实剖面所控制。该模型强调,成岩蚀变过程中泥岩的孔隙度同时受有效应力与温度演化历史的共同影响,并指出即使温度高于约100℃,机械压实作用仍不可忽视。此外,该模型同样强调了早期机械压实作用对晚期深埋化学压实阶段成岩路径及孔隙演化的控制作用。

2.2 机械-化学压实作用时序及阶段划分

基于前人建立的研究区典型钻井黏土矿物成岩演化自然剖面、矿物转化定量计算结果和石英等胶结物形成时序,可以确定埋深2400 m以深以机械压实为主^[27, 41]。结合前述泥页岩机械-化学压实作用阶段的埋深和温度条件,以及砂岩和泥岩孔隙度随埋深的变化特征,本文进一步明确了研究区机械-化学压实作用的时序与阶段划分(图3)。

1) 埋深0~2400 m为机械压实为主段,地层温度低于75℃。此阶段各类黏土矿物含量趋于稳定,主要受沉积过程控制,矿物之间的转化作用较弱。储层物性的降低主要源于机械压实作用。由于体积孔隙(储集孔)和连接孔隙(如喉道)均较发育,泥岩中反映全孔隙属性的声波测井计算孔隙度(储集孔+连接孔)略高于反映体积属性的密度测井计算孔隙度。在该阶段,

砂岩中的原生粒间孔已显著减少,70%以上的原生粒间孔丧失发生于本阶段。

2) 埋深2400~4200 m为机械-化学压实过渡段,地层温度介于75~110℃。此阶段蒙脱石含量显著减少,伊/蒙混层、伊利石和绿泥石等矿物含量明显增加,石英次生加大等胶结作用逐渐发育。机械压实作用对储层物性降低的贡献逐渐减弱,化学压实作用的影响持续增强。泥岩的声波测井计算孔隙度与密度测井计算孔隙度趋于一致。至此阶段末期,机械压实作用对储层孔隙演化的控制作用基本结束,原生粒间孔降低至最低值。

3) 埋深4200 m以深为化学压实段,地层温度高于110℃。此阶段高岭石等黏土矿物转化量迅速增加,晚期碳酸盐类胶结物广泛形成,尤其在地层温度超过120℃后更为显著。储层物性的降低主要源于化学压实作用,但由于超压的存在以及溶蚀作用的发生,泥岩的声波测井计算孔隙度高于密度测井计算孔隙度。砂岩储层物性的改善则主要依赖超压对溶蚀作用的增强效应。

2.3 机械压实作用减孔效应与半封闭-封闭流体成岩系统形成

准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层表现出强烈的压实作用,骨架颗粒接触类型包括点接触、点-线接触、线接触、缝合线接触和凹凸接触等,其中以线接触为主,点接触与点-线接触占比较小,局部可见缝合线接触(图4)。该储层现今埋深介于4100~5300 m,随着埋深增加,颗粒间接触方式未发生显著变化,线接触始

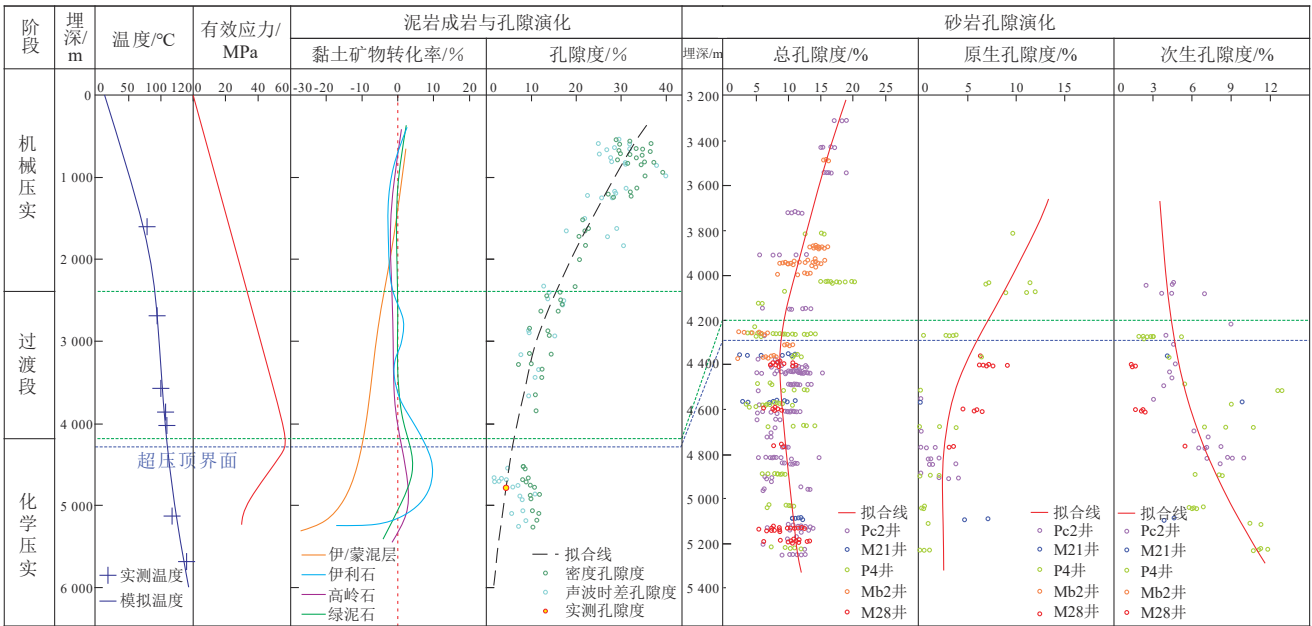


图3 准噶尔盆地腹部地区碎屑岩成岩及孔隙演化剖面

Fig. 3 Profiles showing the diagenetic and pore evolution of clastics in the hinterland of the Junggar Basin (泥岩成岩及孔隙演化修改自文献[27, 36].)

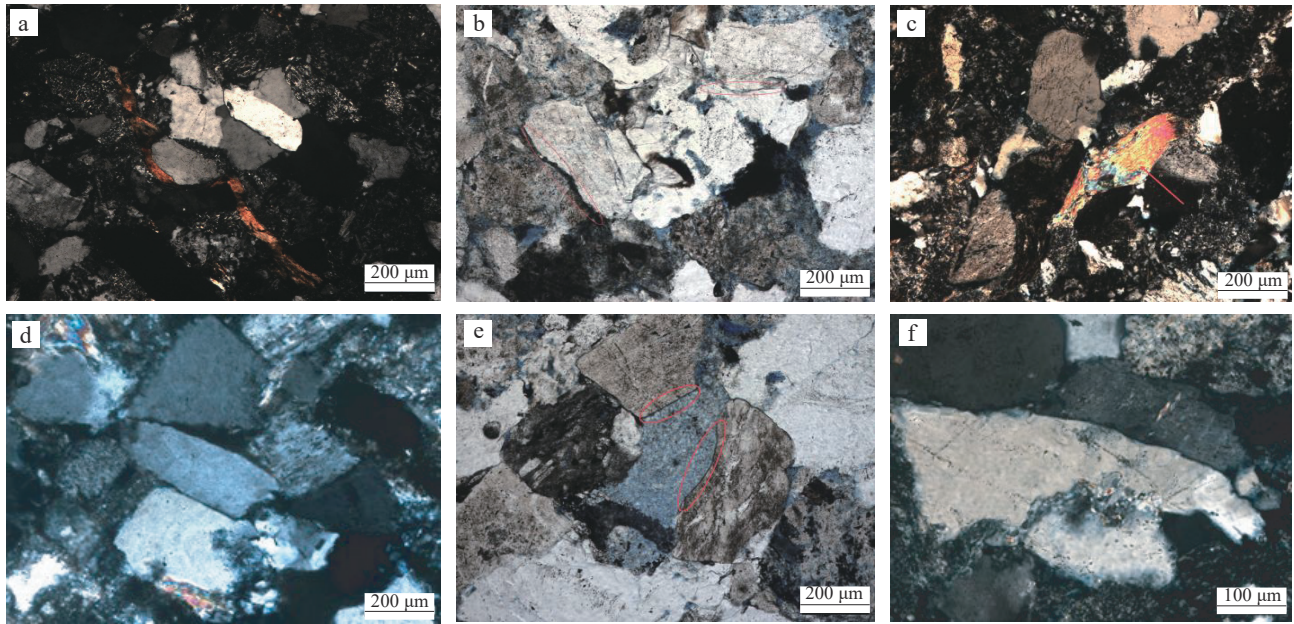


图4 准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层压实作用及颗粒接触关系特征显微照片(铸体薄片,正交光)

Fig. 4 Micrographs showing the compaction and grain contact types in the Jurassic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin (cast thin section, cross-polarized light)

a. 凹凸接触和线接触, Pc2井, 埋深5 249.00 m; b. 线接触和凹凸接触, M28井, 埋深4 761.00 m; c. 线接触, M28井, 埋深5 192.70 m; d. 凹凸接触和线接触, M21井, 埋深5 083.65 m; e. 线接触和凹凸接触, Sq1井, 埋深4 329.45 m; f. 线接触, Qs10井, 埋深4 248.11 m

终为主要接触方式。结合后文对压实减孔率的贡献以及不同类型孔隙随埋深的变化特征来看,至少在埋深4 100 m以深,机械压实作用已基本趋于停止(图5,图6)。

Houseknecht提出了通过粒间孔隙体积与胶结物

含量的交会图版,来定量评估压实作用与胶结作用对储层孔隙度降低的贡献^[42]。在研究区选取8口满足Houseknecht图版编制资料要求的钻井进行了压实作用和胶结作用减孔贡献定量评价。图6展示了准噶尔盆地腹部地区代表井的侏罗系储层压实作用和胶

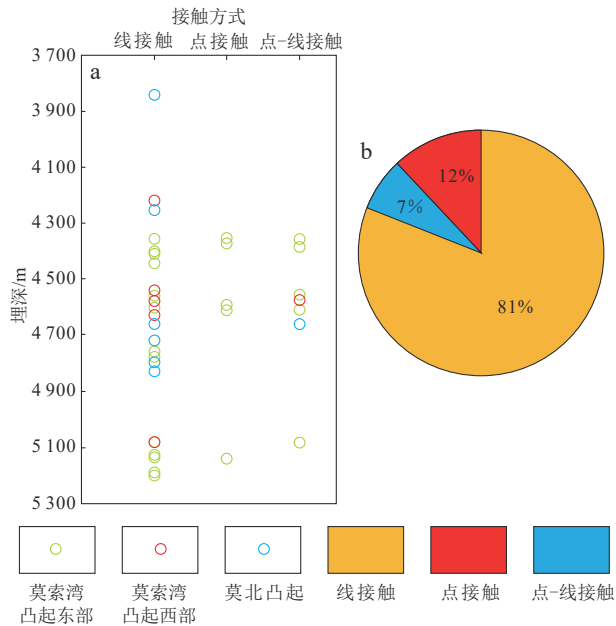


图5 准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层颗粒接触关系特征

Fig. 5 Grain contact types in the Jurassic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin

a. 不同颗粒接触类型随埋深变化关系; b. 不同颗粒接触类型占比饼状图

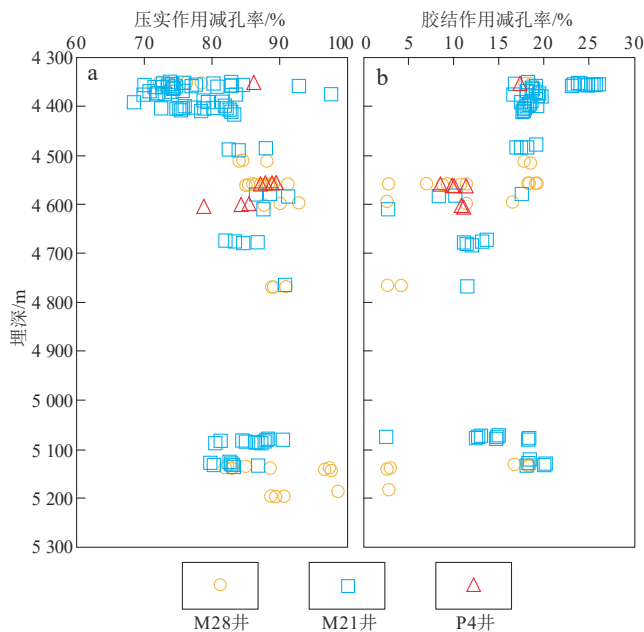


图6 准噶尔盆地腹部地区储层压实作用(a)和胶结作用减孔率(b)随深度变化关系

Fig. 6 Depth-varying porosity reduction rates of reservoirs caused by compaction (a) and cementation (b) in the hinterland of the Junggar Basin

结作用减孔率随埋深的变化趋势。由图6可知,在埋深4500 m以浅,机械压实作用减孔率介于70%~90%,胶结作用减孔率介于15%~25%;而在埋深4500 m以深,机械压实作用减孔贡献达到最大,减孔

率普遍处于80%~90%,胶结作用减孔率普遍小于15%。

总体上,研究区储层经历了强烈的机械压实作用,该作用是造成孔隙度降低的主要因素。机械压实作用结束时,储层孔隙度普遍降至8%~10%。尽管此时仍保留一定量的原生孔隙,但由于颗粒间主要以线接触为主,残余孔隙多呈孤立状分布,连通性差,半封闭-封闭成岩体系得以形成。

2.4 晚期半封闭-封闭成岩系统证据及溶蚀和胶结作用特征

2.4.1 溶蚀现象普遍,但强度较弱

研究区侏罗系储层中溶蚀现象十分普遍,在本文所统计分析的100余个样品中,均可观察到不同程度的长石和岩屑溶蚀现象,粒间溶孔与粒内溶孔较为常见(图7)。然而,尽管溶蚀现象普遍,但其总体强度较低,具体表现为:①溶蚀面孔率较低,普遍低于1.5%,主要介于0.5%~1.0%(图8);②开放成岩流体系统中较为常见的溶蚀铸模孔,研究区侏罗系储层中较为少见,几乎不发育,表明大量长石等不稳定碎屑矿物并未发生完全溶蚀。因此,尽管研究区发生了广泛的溶蚀作用,但储层物性仍然较差,非均质性强,整体属于低渗致密储层。

准噶尔盆地腹部地区侏罗系致密砂岩储层溶蚀特征,与鄂尔多斯盆地上古生界和中生界、四川盆地三叠系须家河组以及北美大绿河盆地等全球典型致密砂岩储层具有较高的相似性。以鄂尔多斯盆地为例,上古生界煤系地层中的长石因强烈溶蚀而消失殆尽,形成了广泛分布的次生溶蚀孔隙发育带^[43-44],但储层物性依然较差,难以改变致密砂岩的储层属性。

2.4.2 溶蚀产物原地或者就近沉淀胶结

在溶蚀作用广泛发育的背景下,储层物性依然较差,致密属性难以改变的另一重要原因在于溶蚀产物发生原地或就近沉淀胶结。以鄂尔多斯盆地三叠系延长组致密储层为例,碎屑颗粒虽遭受有机酸的广泛溶蚀,但由于成岩流体及溶蚀产物难以有效迁移,大多滞留于原孔隙系统中,形成大量自生胶结物,这种强胶结效应是储层致密的主要原因,其减孔作用与成岩压实作用几乎相当^[16]。类似的,在四川盆地元坝一通南巴地区须家河组储层中,溶蚀产物就地沉淀胶结也是致密化的主要原因,其溶蚀强度与胶结物含量几乎成正比关系^[15]。

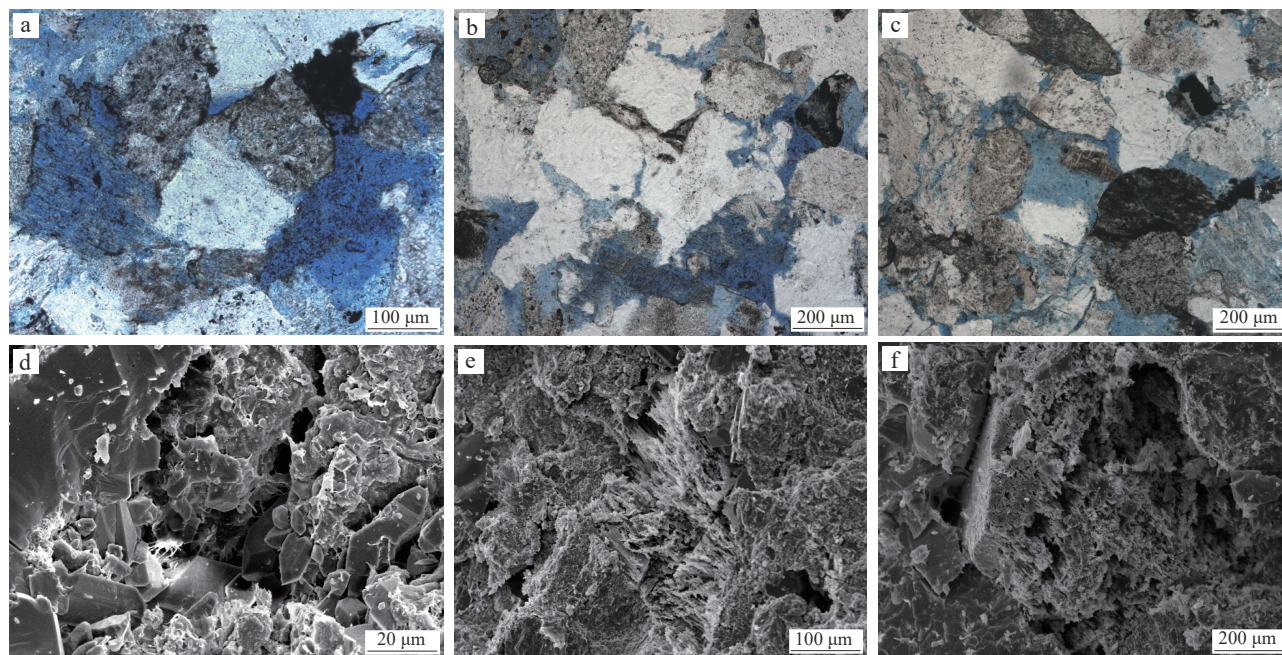


图7 准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层溶蚀作用特征显微照片

Fig. 7 Micrographs showing the dissolution characteristics of the Jurassic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin

a. 粒间溶蚀,长石沿解理不完全溶蚀,M28井,埋深5 136.45 m,铸体薄片,单偏光;b. 粒间、粒缘溶蚀孔,M28井,埋深5 193.70 m,铸体薄片,单偏光;c. 粒间及粒内不完全溶蚀,Qs10井,埋深4 248.11 m,铸体薄片,单偏光;d. 粒间溶蚀孔充填自生石英和伊利石,M28井,埋深5 135.41 m,扫描电镜;e. 长石沿解理溶蚀,溶蚀孔分布自生伊利石,M21井,埋深5 078.45 m,扫描电镜;f. 长石沿解理溶蚀,溶蚀孔分布自生伊利石和石英,Sq1井,埋深4 532.90 m,扫描电镜

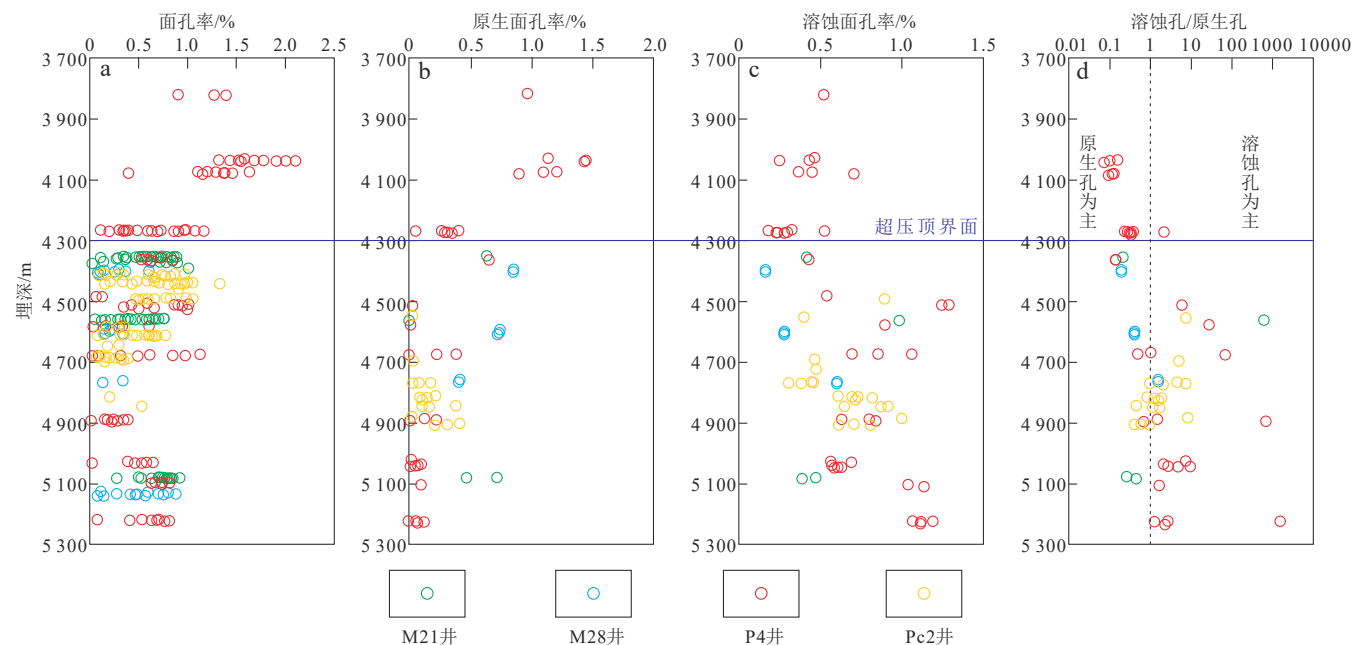


图8 准噶尔盆地腹部侏罗系储层不同类型孔隙空间随埋深变化特征

Fig. 8 Depth-varying thin section porosity and measured porosity in the Jurassic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin

在准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层中,溶蚀产物充填溶蚀孔及残余原生粒间孔的现象十分普遍。长石溶蚀所形成的石英、伊利石及高岭石等自生矿物,广泛分布于长石粒缘和粒内溶蚀孔中(图7)。尤其在沿长石解理缝溶蚀的颗粒内部,可见自生伊利石发育

(图7)。定量统计结果进一步表明,溶蚀强度与胶结物含量存在较好的正相关关系^[41]。因此,溶蚀产物原地或就近沉淀胶结是该区侏罗系储层成岩及孔隙演化的重要特征之一,对致密储层的形成起到了重要作用。

2.4.3 长石伊利石化

在开放成岩流体系统中,长石溶蚀所释放的钾离子浓度通常难以达到伊利石沉淀所需的临界值;此外,伊利石的形成还需要满足严苛的溶蚀速率、沉淀速率和成核动力学屏障等化学动力学条件^[15, 45]。因此,长石溶蚀难以直接形成伊利石,即长石的伊利石化过程基本不太可能发生。而在半封闭-封闭成岩流体系统中,流体及溶蚀产物的迁移受到限制,从而为长石向伊利石的转化提供了可能。例如,在四川盆地元坝一通南巴地区须家河组致密砂岩储层中,自生伊利石在孔隙中的分布特征及其与长石的交汇关系等证据,均表明发生了长石溶蚀后直接形成伊利石的过程^[15]。

铸体薄片与扫描电镜分析结果表明,研究区侏罗系储层中广泛发育自生伊利石,主要分布于长石粒间溶蚀孔和粒内沿解理溶蚀孔缝中(图7),为长石伊利石化提供了岩石学证据。泥岩X射线衍射结果统计分析显示,伊利石含量与伊/蒙混层含量、长石含量负相关,而与高岭石含量正相关,高岭石含量则与长石含量

负相关(图9)。这种变化关系表明,高岭石和伊利石均来源于长石溶蚀,且高岭石伊利石化过程并未普遍发生,否则两者含量难以表现为正相关关系。因此,蒙脱石伊利石化与长石伊利石化是研究区伊利石形成的主要机制。

综上所述,研究区长石大规模溶蚀期所处的成岩流体系统已处于半封闭-封闭状态,从而引发了长石伊利石化过程。

3 晚期复合成因超压控储机制

3.1 超压分布及成因

目前的钻探和地层压力预测结果显示,准噶尔盆地腹部地区的莫索湾凸起和莫北凸起普遍发育超压,其分布规律清晰。纵向上,超压多发育于埋深4 000 ~ 4 500 m以深的地层中,钻井揭示的超压层系包括风城组、夏子街组、下乌尔禾组、上乌尔禾组、百口泉组、克拉玛依组、白碱滩组、八道湾组和三工河组。实测压力系数主要集中在1.4 ~ 2.0,最高可达2.2^[27-28]。平面

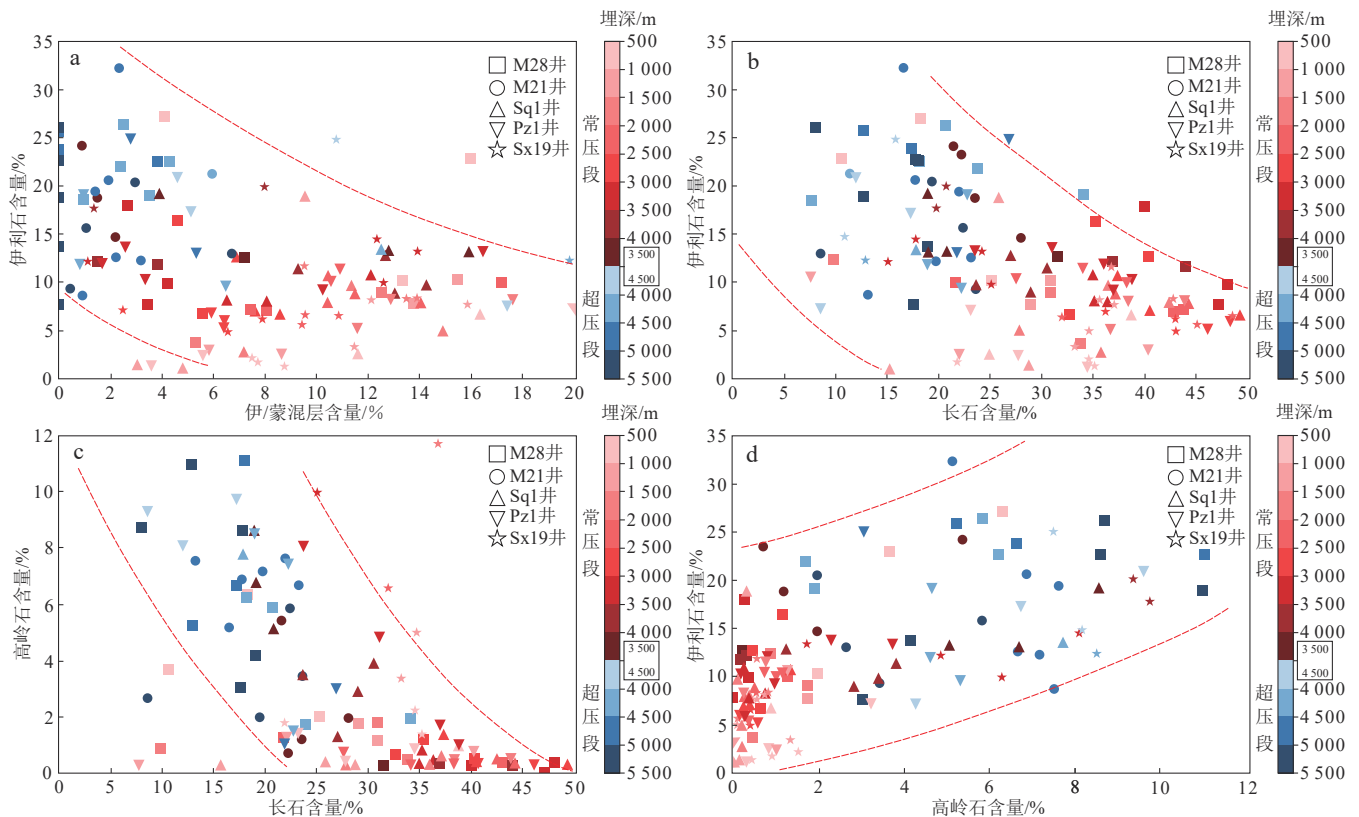


图9 准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层泥岩不同矿物组分含量关系

Fig. 9 Cross plots of the contents of different minerals in mudstones of the Jurassic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin

a. 伊利石含量与伊/蒙混层含量关系;b. 伊利石含量与长石含量关系;c. 高岭石含量与长石含量关系;d. 伊利石含量与高岭石含量关系

(图中红色虚线为趋势线;色柱中间小方块中的数值代表常压与超压过渡埋深范围在3 500 ~ 4 500 m。)

上,侏罗系超压由莫索湾凸起东南部向西北部,亦存在超压强度变小的特征^[27-28]。

综合运用赵靖舟等提出的6种超压成因判别方法^[21]进行系统研究,结果表明,研究区超压主要为二叠系烃源岩生烃增压及其驱动的油气运移进入侏罗系储层聚集成藏过程中压力传导作用,与侏罗系本层化学压实作用共同复合形成^[27-28]。研究区不同区块化学压实作用对超压的贡献存在明显差异:莫索湾凸起东部化学压实成因贡献最高,产生的压力系数在1.4~1.5;莫索湾凸起西部和莫北凸起次之,产生的压力系数在1.3~1.4;而石西凸起中化学压实作用的贡献较弱^[27-29]。

研究区侏罗系化学压实成因超压形成于晚侏罗世末期至早白垩世早期^[27]。油气主充注成藏期为晚白垩世,而天然气充注及调整成藏过程则主要发生在古近纪及以后;油气充注及传导成因超压主要在该时期形成^[27]。总体而言,油气充注及传导成因的超压形成时间略晚于化学压实成因超压。

3.2 超压与储层物性关系

超压带发育优质储层或存在高孔渗带的现象广泛存在于含油气盆地超压层系。传统观点认为,超压主要通过保护原生孔隙以及抑制石英等胶结作用,来促

进优质储层或高孔带的形成。

准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层的薄片面孔率与孔隙度随埋深变化图显示,超压顶界面以下存在高孔带(图3,图8)。进一步的分析表明,超压顶界面以下原生孔隙度和面孔率并未增加,造成高孔带出现的主要原因为次生孔隙度和溶蚀面孔率的增加。溶蚀面孔率通常为原生面孔率的1~10倍,局部甚至可达100倍以上(图3,图8)。随压力系数升高,总孔隙度与压力系数正相关,而原生孔隙与压力系数无明显关系,次生孔隙随压力系数增大而增加(图10)。由此可知,在准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层中,超压并未有效保护原生孔隙,相反,超压层系中的原生孔隙甚至出现降低趋势。

事实上,准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层中的高孔带与超压的关联并非个别现象,类似情况在中国乃至全球多个含气盆地中均有发现,如准噶尔盆地玛湖凹陷、珠江口盆地白云凹陷、东海盆地西湖凹陷、渤海湾盆地济阳凹陷以及加拿大新斯科舍海 Venture 气田等^[21, 23, 46-47]。这些实例充分表明,除超压通过保护原生孔隙以改善储层的传统机制外,还存在其他超压改善储层机制。值得注意的是,上述实例大多不具备超压保护原生孔隙所需的地质条件,因为超压保护原生孔隙机制启动的前提条件,是超压形成于大量原生孔

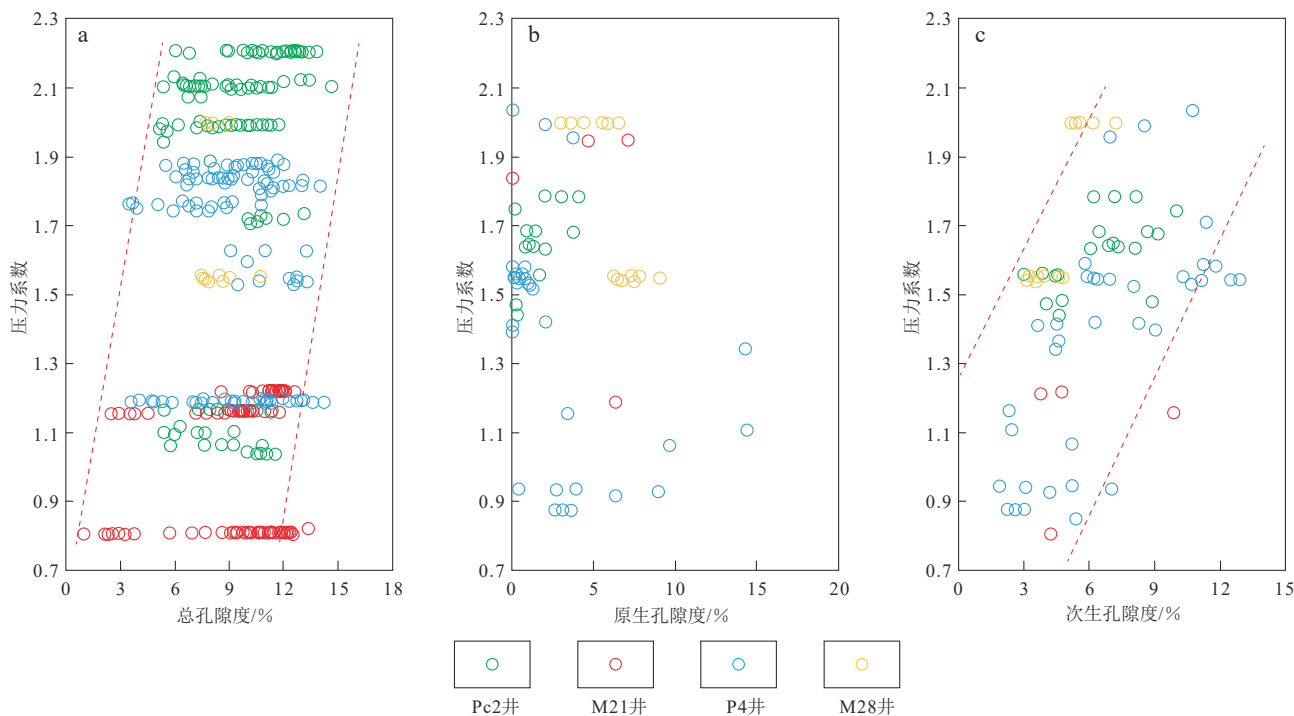


图10 准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层孔隙度与压力系数变化关系

Fig. 10 Relationship between formation pressure coefficient and porosity in the Jurassic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin
(图中红色虚线为趋势线。)

隙丧失之前,且以不平衡压实成因超压最为有效。然而近年来的研究表明,上述实例超压多为非不平衡压实成因超压,其形成期也普遍晚于主要机械压实减孔期^[21-22, 47]。

对于以准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层为代表的超压带次生孔隙发育而引发高孔带发育的原因,本文将其总结为超压强化溶蚀增孔机制。

3.3 超压强化溶蚀作用机制

综合分析表明,超压强化溶蚀作用并产生次生孔隙增孔效应,主要存在以下3种机制。

3.3.1 成烃成因超压带通常为有机酸流体活跃带

成烃成因超压是指烃源岩生烃膨胀作用所产生的超压,以及由此驱动烃类等有机流体在运移过程中形成的传导成因超压。在致密油气系统中,油气与酸性溶蚀流体往往具有同源性,烃源岩生烃增压既是油气运移的动力,也是有机酸流体运移的动力,这一点在源-储分离型致密油气系统中尤为显著。以研究区为例,油气主要源自盆1井西凹陷的二叠系烃源岩。在超压驱动下,油气运移至储层并聚集成藏,与此同时,有机酸流体也随之在储层中积聚,且浓度逐渐升高形成有机酸流体活跃带。当储层中存在长石等可溶矿物时,即可发生溶蚀作用。超压带内的溶蚀强度通常高于常压带,且压力系数越高,有机酸流体活跃度程度越强,相应的溶蚀增孔效应也更为显著(图8,图10)。

由于砂岩中通常不进行有机酸流体浓度测试,因此难以获得有机酸流体活跃带存在的直接证据。近年来,随着页岩油气勘探及相关地质研究的持续进展,为“成烃成因超压带通常为有机酸流体活跃带”这一认识提供了重要直接证据。以济阳拗陷为例,宋明水等研究表明^[48],在埋深3 000~4 000 m层段,烃源岩进入成熟生油阶段,游离烃含量、剩余压力(超压)以及乙酸等有机酸含量出现峰值带,同时泥页岩储层中发育溶蚀高孔带。

3.3.2 超压改善流体运移通道,提高溶蚀产物迁移率

超压对流体运移通道的改善作用,主要表现在两个方面。

1) 在超压环境,尤其是强超压条件下,压力-应力耦合响应可以引发储层喉道加宽和先存裂缝等通道开启,从而改善流体运移条件,提高溶蚀产物迁移率。近年来,不断发现的广泛存在于含油气盆地的晚期超压层系中,声波测井计算孔隙度大于密度计算孔隙度的

现象即是上述论断的重要证据^[21, 23-24]。研究区侏罗系超压层系同样表现出该特征:声波测井计算孔隙度普遍比密度计算孔隙度高3%~5%(图3),且超压层系储层渗透率高于常压层系。

2) 当超压达到地层破裂条件时,即可诱发超压水力破裂,进而形成裂缝带。在准噶尔盆地东部、中部和西部,超压在埋深4 500 m起开始对深层储层裂缝的发育起到促进作用^[7]。超压水力破裂带以及超压环境中的先存开启裂缝带不仅能够有效改善流体运移通道条件^[49],在达到一定规模后,还可成为流体及溶蚀产物的释放带。此类释放带通常是深层半封闭-封闭成岩环境中重要的次生孔隙发育带。例如,在准噶尔盆地南缘四棵树凹陷高泉地区,微裂缝与有机酸的协同作用为清水河组储层贡献了约1.2%的次生孔隙^[10]。同样,在北海盆地中部地堑,Fulmar组储层在超压流体排放区域,因长石的溶蚀形成了10%的次生孔隙,而在其深部封闭成岩环境,长石溶蚀的增孔效应则显著减弱^[50]。

3.3.3 超压亦为溶蚀产物迁移的动力

超压作为地层流体中的一种力学不稳定状态,一旦超压封存箱内部或内外之间存在压力差异,便会驱动流体发生运移,促使压力系统趋于平衡。在流体运移过程中,溶蚀产物也会随之运移,从而在储层中形成次生孔隙增孔效应。研究区储层溶蚀增孔量与胶结物含量随超压强度的统计关系表明,随着超压强度的增加,一方面溶蚀面孔率有所上升(图8,图10),另一方面硅质和碳酸盐胶结物含量呈现降低趋势(图11),这表明超压的存在不仅增强了溶蚀作用,也提高了溶蚀产物的迁移能力。准噶尔盆地其他地区深层-超深层超压储层中同样观察到随着剩余压力增加,硅质和碳酸盐胶结物含量减少的现象^[7]。

4 储层致密化成因与地质意义

4.1 储层致密化过程与成因

在前文研究基础上,结合成岩流体系统封闭性-开启性的演化过程及前人重建的超压形成演化历史^[27],本文建立了一套相对简化的砂岩储层致密化过程分析方法,即“三阶段”分析法(图12)。

1) 机械压实作用主导的开放成岩流体系统阶段,对应地质时期为沉积结束—晚侏罗世(图12)。该阶段储层原生粒间孔显著减少,其降低幅度普遍达60%~

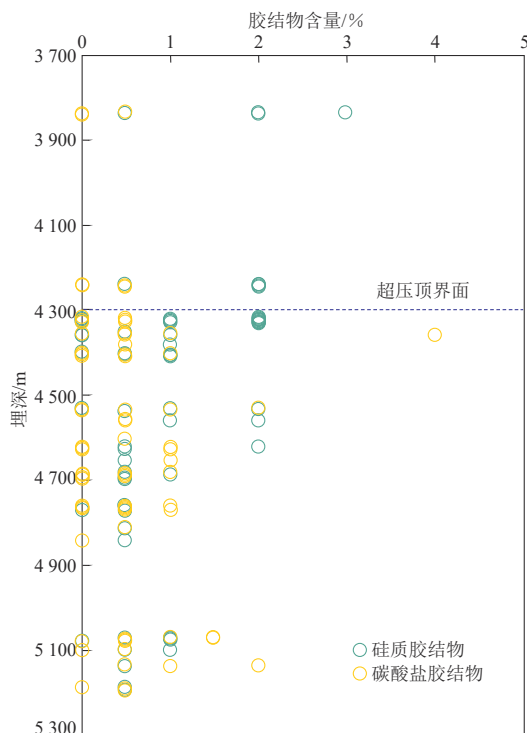


图11 准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层胶结物含量随深度变化关系

Fig. 11 Depth-varying cement content in the Jurassic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin

70%,孔隙度多介于8%~15%(图6)。阶段结束时,半封闭-封闭成岩流体系统已基本形成,储层主体进入致密化阶段。

2) 机械-化学压实转换与半封闭-封闭成岩流体系统阶段,对应地质时期为早白垩世—古新世晚期(图12)。该阶段除了持续弱化的机械压实作用对减孔效应有影响外,胶结作用也成为最重要的控制因素。深层优质储层或“甜点”的发育主要依赖于颗粒包壳对胶结的抑制来保存孔隙,以及溶蚀作用增加孔隙。由于该阶段已处于半封闭-封闭成岩流体系统,若缺乏促进成岩流体和产物迁移与排出的机制,溶蚀增孔效应十分有限。在研究区储层中,生烃传导型超压对溶蚀作用的增强是该阶段最主要的建设性成岩过程,在一定程度上改善了储层物性(图8,图10)。相比之下,化学压实成因超压不仅形成时间较晚,且强度普遍不高^[27-28],其对孔隙的保存作用有限。总体而言,该阶段溶蚀产物多发生原地或者就近沉淀胶结,储层进一步致密化。

3) 化学压实与封闭成岩流体系统阶段,对应地质时期为渐新世以来(图12)。随着前期溶蚀作用对有机酸等流体的消耗,地层水介质逐渐由酸性转为碱性,成岩作用表现为以晚期胶结物形成为主,如铁方

解石和铁白云石等。在超压持续积累与构造活动的共同影响下,先存裂缝的重新开启与新裂缝的形成是此阶段储层质量得以改善的关键因素。如孙靖等指出,自埋深4500m起,超压对裂缝活动具有明显的促进作用^[7]。笔者在研究区储层裂缝内也识别出高温、超压流体包裹体的存在,为该认识提供了进一步证据^[27]。

相对于通过确定成岩演化序列及各增孔/保孔、减孔因素形成时序的传统储层致密化分析方法而言,本文提出的简化分析方法主要体现在将多个成岩过程中影响孔隙演化的重要因素进行“打包”处理,侧重于从成岩流体系统的封闭/开启程度出发,将全过程划分为3个阶段,并据此判断储层孔隙演化与致密化程度。尽管该方法在精确性上可能不如其他方法,但也在一定程度规避了精确厘定每一增孔/保孔、减孔因素形成时序所伴随的不确定性,如溶蚀作用的时间以及各种胶结物的形成时间等。近年来,成岩作用与定年分析方法取得了重要进展,尤其是同位素测年法,为精确判定各增孔/保孔、减孔因素形成时序提供了更多保障,然而这些方法本身仍存在适用性与结果不确定性等问题^[51-52]。实际上,每一个影响储层增孔/保孔、减孔的因素,都是有机-无机及烃-水-岩相互作用系统中的耦合组成部分,很难将其完全剥离并独立确定其时序。

4.2 地质意义与启示

相对于传统的砂岩储层致密化过程分析方法,即主要基于详细的微观成岩演化序列和增减孔要素定量评价的分析方法,本文提出的方法相对更为宏观,主要有以下两大优点与实践指导意义。

4.2.1 成岩-成藏耦合关系判识

在致密砂岩气藏成藏研究中,成岩-成藏耦合关系的判识是一个备受关注且颇具挑战性的问题。基于本文提出的方法,天然气若在储层机械压实为主的成岩流体开放系统阶段充注成藏,应判识为“天然气先成藏,储层后致密”。天然气若在储层机械-化学压实转换的半封闭-封闭成岩流体系统阶段充注成藏,除了部分甜点可能为“天然气先成藏、储层后致密”外,整体应判识为“储层先致密,天然气后成藏”。天然气若在化学压实的封闭成岩流体系统阶段充注成藏,应判识为“储层先致密,天然气后成藏”。

鄂尔多斯盆地上古生界与中生界、四川盆地三叠系、松辽盆地白垩系以及北美大绿河盆地白垩系等致

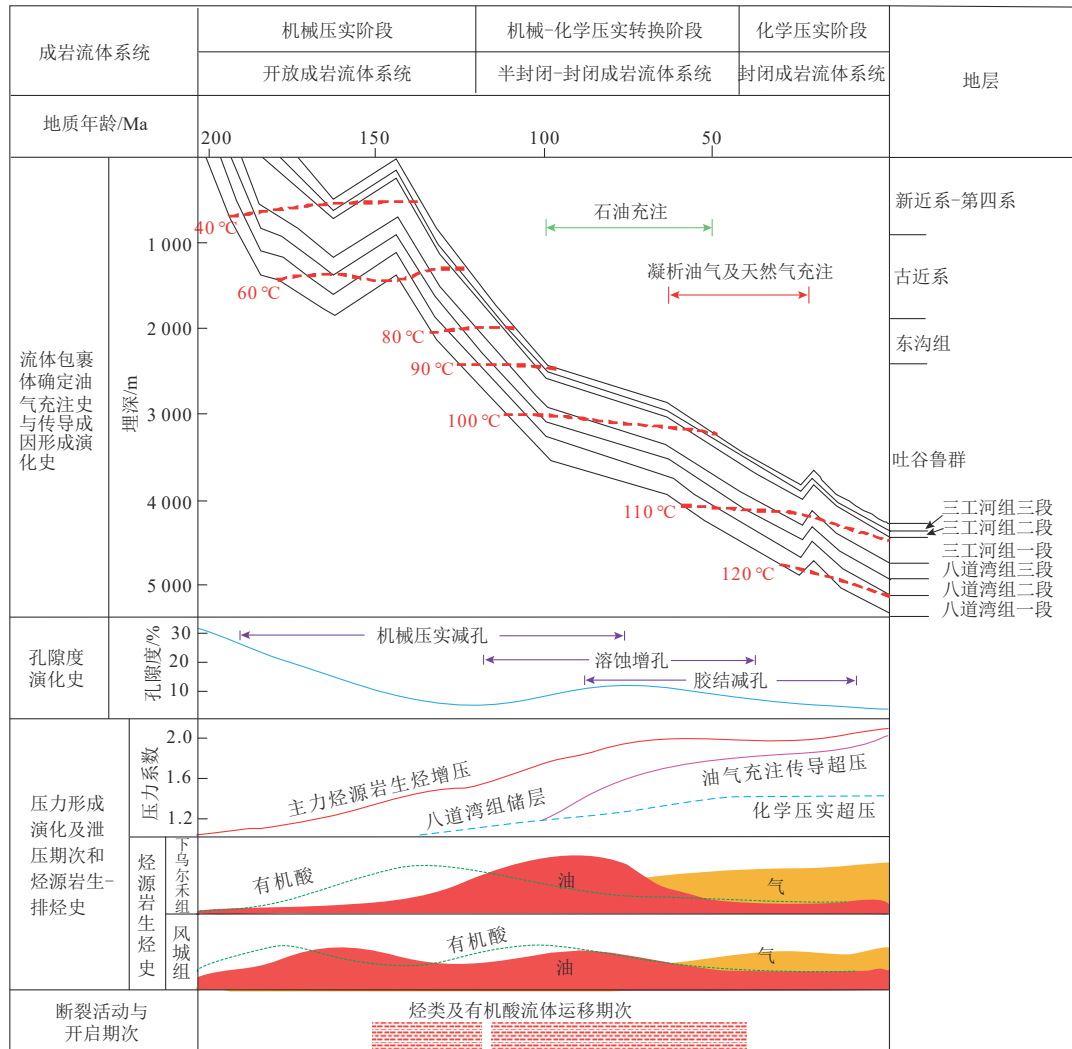


图12 准噶尔盆地腹部地区侏罗系储层成岩-成压耦合关系及演化史(据文献[27]修改)

Fig. 12 Evolution and coupling of diagenesis and pressure in the Jurassic reservoirs in the hinterland of the Junggar Basin (modified after reference [27])

密油气藏,均表现为油气充注发生于机械压实作用结束之后的半封闭-封闭成岩流体系统阶段,具有典型的“先致密,后成藏”特征^[53]。准噶尔盆地腹部地区侏罗系致密油气藏也符合这一成藏模式^[27]。

4.2.2 优质储层及“甜点”评价预测

根据本文提出的方法,优质储层及“甜点”的评价与预测应重点考虑两大因素:①机械压实作用导致的减孔强度,以及其所控制的化学压实阶段成岩流体系统的开放与封闭程度;②在深埋化学压实阶段的封闭-半封闭成岩流体系统中,是否存在能够改善系统封闭性(如裂缝发育等)或促进成岩流体运移与排放的因素(如超压等)。上述两者的耦合作用共同控制着优质储层及“甜点”的分布区带。

前者主要受控于优相带与埋藏过程,同时也是影

响后者的关键因素,具有重要作用。所谓“优相带”,是指在早期机械压实作用阶段具有直接保孔作用和/或对晚期化学压实为主阶段的胶结作用具有抑制作用的相带,因盆地和地区存在差异,通常对应于高能相带。优相带一方面通过控制岩石组分及成分成熟度影响机械压实强度,如鄂尔多斯盆地上古生界储层^[54];另一方面也调控某些特殊元素与矿物的来源及丰度,如高火山岩碎屑含量提供丰富的Fe元素来源,控制成岩早期绿泥石膜等颗粒包壳的形成,例如西湖凹陷中央反转带花港组储层^[55]。早期浅埋、晚期快速深埋的过程相对于渐进式埋藏过程,尤其是在低地温梯度背景下,深埋储层更容易保留更多原生孔隙,晚期深埋阶段成岩流体系统开放性更强,如准噶尔盆地南缘和塔里木盆地库车坳陷的超深层优质储层^[9, 10]。在研究区内,八一段辫状河三角洲前缘水下分流河道与八三段的曲

流河三角洲前缘水下分流河道是主要的优相带,断裂/裂缝(超压-应力耦合效应作用下更容易开启^[27])是重要的有机酸及溶蚀物质运移通道,成烃超压强化溶蚀作用,三者耦合形成的有利区应为储层“甜点”发育的重要区域。

5 结论

1) 成岩流体系统开放/封闭程度是控制致密储层形成的关键因素。储层埋深0~2 400 m为机械压实为主段,压实作用减孔率达70%~90%,形成半封闭-封闭成岩流体系统;在埋深2 400 m以深(尤其是>4 200 m),化学压实作用占据主导。在该半封闭-封闭成岩流体系统中,大量溶蚀产物迁移受阻,多以原地或者就近沉淀胶结为主,导致储层进一步致密化。

2) 晚期深埋化学压实阶段封闭-半封闭成岩流体系统中,生烃及传导成因超压能够增强溶蚀作用,从而改善储层质量。其主要机制包括:①生烃成因超压带通常为有机酸流体活跃带;②超压可改善流体运移通道条件,并提高溶蚀产物迁移率;③超压还可为溶蚀产物的迁移提供动力。

3) 早期机械压实作用的强度所决定的成岩体系开放程度,对晚期深埋阶段的成岩过程及孔隙演化途径具有重要控制作用。建议在优质储层及“甜点”评价预测中重点考虑两大因素:①优相带与埋藏过程对早期机械压实作用造成的减孔强度,以及其控制的化学压实阶段成岩流体系统封闭程度;②深埋化学压实阶段封闭-半封闭成岩流体系统中,是否存在改善成岩流体系统封闭性并促进成岩流体运移与排放的因素。

参考文献

- [1] 贾承造,姜林,赵文. 全油气系统中的致密油气:成藏机理、富集规律与资源前景[J]. 石油学报, 2025, 46(1): 1-16, 47.
JIA Chengzao, JIANG Lin, ZHAO Wen. Tight oil and gas in Whole Petroleum System: Accumulation mechanism, enrichment regularity, and resource prospect[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(1): 1-16, 47.
- [2] 朱如凯,李国欣,崔景伟,等. 中国致密油气形成地质条件与勘探前景[J]. 石油学报, 2025, 46(1): 17-32.
ZHU Rukai, LI Guoxin, CUI Jingwei, et al. Geological accumulation conditions and exploration prospects of tight oil and gas in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2025, 46(1): 17-32.
- [3] 操应长,远光辉,杨海军,等. 含油气盆地深层-超深层碎屑岩油气勘探现状与优质储层成因研究进展[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 112-140.
CAO Yingchang, YUAN Guanghui, YANG Haijun, et al. Current situation of oil and gas exploration and research progress of the origin of high-quality reservoirs in deep-ultra-deep clastic reservoirs of petroliferous basins[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 112-140.
- [4] 张兴文,庞雄奇,李才俊,等. 深层-超深层高孔高渗碎屑岩油气藏地质特征、形成条件及成藏模式——以墨西哥湾盆地为例[J]. 石油学报, 2021, 42(4): 466-480.
ZHANG Xingwen, PANG Xiongqi, LI Caijun, et al. Geological characteristics, formation conditions and accumulation model of deep and ultra-deep, high-porosity and high-permeability clastic reservoirs: A case study of Gulf of Mexico Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 42(4): 466-480.
- [5] 何登发,贾承造,赵文智,等. 中国超深层油气勘探领域研究进展与关键问题[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(6): 1162-1172.
HE Dengfa, JIA Chengzao, ZHAO Wenzhi, et al. Research progress and key issues of ultra-deep oil and gas exploration in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(6): 1162-1172.
- [6] 孙靖,尤新才,薛晶晶,等. 准噶尔盆地深层-超深层碎屑岩致密气储层特征及其控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(4): 1046-1063.
SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics and controlling factors of deep to ultra-deep tight-gas clastic reservoirs in the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(4): 1046-1063.
- [7] 孙靖,尤新才,薛晶晶,等. 准噶尔盆地异常压力特征及其对深层-超深层致密储层的影响[J]. 石油与天然气地质, 2023, 44(2): 350-365.
SUN Jing, YOU Xincan, XUE Jingjing, et al. Characteristics of abnormal pressure and its influence on deep and ultra-deep tight reservoirs in the Junggar Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2023, 44(2): 350-365.
- [8] 靳子濠,远光辉,操应长,等. 含烃流体与方解石的相互作用模拟实验及其地质意义[J]. 中国科学(地球科学), 2022, 52(4): 714-731.
JIN Zihao, YUAN Guanghui, CAO Yingchang, et al. Interactions between hydrocarbon-bearing fluids and calcite in fused silica capillary capsules and geological implications for deeply-buried hydrocarbon reservoirs[J]. Science China Earth Sciences, 2022, 52(4): 714-731.
- [9] 曾庆鲁,莫涛,赵继龙,等. 7000 m以深优质砂岩储层的特征、成因机制及油气勘探意义——以库车坳陷下白垩统巴什基奇克组为例[J]. 天然气工业, 2020, 40(1): 38-47.
ZENG Qinglu, MO Tao, ZHAO Jilong, et al. Characteristics, genetic mechanism and oil & gas exploration significance of high-

- quality sandstone reservoirs deeper than 7000 m: A case study of the Bashijiqike Formation of Lower Cretaceous in the Kuqa Depression[J]. *Natural Gas Industry*, 2020, 40(1): 38–47.
- [10] 陈思芮, 鲜本忠, 纪友亮, 等. 埋藏过程对深层-超深层碎屑岩成岩作用及优质储层发育的影响——以准噶尔盆地南缘下白垩统清水河组为例[J]. *石油勘探与开发*, 2024, 51(2): 323–336. CHEN Sirui, XIAN Benzong, JI Youliang, et al. Influences of burial process on diagenesis and high-quality reservoir development of deep-ultra-deep clastic rocks: A case study of Lower Cretaceous Qingshuihe Formation in southern margin of Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2024, 51(2): 323–336.
- [11] AJDUKIEWICZ J M, LANDER R H. Sandstone reservoir quality prediction: The state of the art [J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(8): 1083–1091.
- [12] TAYLOR T R, GILES M R, HATHON L A, et al. Sandstone diagenesis and reservoir quality prediction: Models, myths, and reality[J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(8): 1093–1132.
- [13] CHUHAN F A, BJØRLYKKE K, LOWREY C J. Closed-system burial diagenesis in reservoir sandstones: Examples from the Garn formation at Haltenbanken area, offshore Mid-Norway[J]. *Journal of Sedimentary Research*, 2001, 71(1): 15–26.
- [14] CHUHAN F A, BJØRLYKKE K, LOWREY C. The role of provenance in illitization of deeply buried reservoir sandstones from Haltenbanken and North Viking Graben, offshore Norway [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2000, 17(6): 673–689.
- [15] 李军, 胡东风, 邹华耀, 等. 四川盆地元坝-通南巴地区须家河组致密砂岩储层成岩-成藏耦合关系[J]. *天然气地球科学*, 2016, 27(7): 1164–1178. LI Jun, HU Dongfeng, ZOU Huayao, et al. Coupling relationship between reservoir diagenesis and gas accumulation in Xujiahe Formation of Yuanba-Tongnanba area, Sichuan Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016, 27(7): 1164–1178.
- [16] 魏新善, 傅强, 淡卫东, 等. 鄂尔多斯盆地延长组成岩流体滞留效应与致密砂岩储层成因[J]. *石油学报*, 2018, 39(8): 858–868. WEI Xinshan, FU Qiang, DAN Weidong, et al. Diagenesis fluid stagnation effect and genesis of tight sandstone reservoir in Yanchang Formation, Ordos Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2018, 39(8): 858–868.
- [17] BJØRLYKKE K. Clay mineral diagenesis in sedimentary basins; a key to the prediction of rock properties; examples from the North Sea Basin[J]. *Clay Minerals*, 1998, 33(1): 15–34.
- [18] GUO Xiaowen, LIU Keyu, JIA Chengzao, et al. Effects of early petroleum charge and overpressure on reservoir porosity preservation in the giant Kela-2 Gas Field, Kuqa Depression, Tarim Basin, northwest China[J]. *AAPG Bulletin*, 2016, 100(2): 191–192.
- [19] SATHAR S, JONES S. Fluid overpressure as a control on sandstone reservoir quality in a mechanical compaction dominated setting: Magnolia Field, Gulf of Mexico[J]. *Terra Nova*, 2016, 28(3): 155–162.
- [20] BLOCH S, LANDER R H, BONNELL L. Anomalous high porosity and permeability in deeply buried sandstone reservoirs: Origin and predictability [J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(2): 301–328.
- [21] 赵靖舟, 李军, 徐泽阳. 沉积盆地超压成因研究进展[J]. *石油学报*, 2017, 38(9): 973–998. ZHAO Jingzhou, LI Jun, XU Zeyang. Advances in the origin of overpressures in sedimentary basins [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2017, 38(9): 973–998.
- [22] LI Jun, ZHAO Jingzhou, HOU Zhiqiang, et al. Origins of overpressure in the central Xihu depression of the East China Sea shelf basin[J]. *AAPG Bulletin*, 2021, 105(8): 1627–1659.
- [23] LI Jun, TANG Yong, WU Tao, et al. Overpressure origin and its effects on petroleum accumulation in the conglomerate oil province in Mahu Sag, Junggar Basin, NW China [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2020, 47(4): 726–739.
- [24] 徐泽阳, 赵靖舟, 李军. 松辽盆地长垣地区白垩系青山口组一段有机质含量对超压分析的影响及校正方法[J]. *石油与天然气地质*, 2019, 40(4): 938–946. XU Zeyang, ZHAO Jingzhou, LI Jun. The impact of organic matter content on overpressure analysis and its correction method in the first member of Cretaceous Qingshankou Formation, Placanticline area, Songliao Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019, 40(4): 938–946.
- [25] 宋永, 唐勇, 何文军, 等. 准噶尔盆地油气勘探新领域、新类型及勘探潜力[J]. *石油学报*, 2024, 45(1): 52–68. SONG Yong, TANG Yong, HE Wenjun, et al. New fields, new types and exploration potentials of oil-gas exploration in Junggar Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(1): 52–68.
- [26] 孙靖, 薛晶晶, 曾德龙, 等. 准噶尔盆地腹部深层八道湾组致密储层特征及主控因素[J]. *东北石油大学学报*, 2017, 41(1): 1–10. SUN Jing, XUE Jingjing, ZENG Delong, et al. Deep tight reservoir characteristics and main controlling factors of Badaowan Formation in the central Junggar Basin [J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2017, 41(1): 1–10.
- [27] 吴涛, 李军, 闫文琦, 等. 准噶尔盆地腹部地区超压低饱和度油气成因机制与勘探意义[J]. *石油学报*, 2024, 45(12): 1728–1742. WU Tao, LI Jun, YAN Wenqi, et al. Genetic mechanism and exploration significance of overpressure and low-saturation oil and gas in the hinterland of Junggar Basin [J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2024, 45(12): 1728–1742.
- [28] 吾尔妮萨罕·麦提提敏, 李军, 赵靖舟, 等. 准噶尔盆地莫索湾凸起侏罗系超压成因[J]. *天然气地球科学*, 2024, 35(9):

- 1590–1600.
- MAIMAITIMIN Wuernisahan, LI Jun, ZHAO Jingzhou, et al. Genesis of Jurassic overpressure in the Mosuowan uplift of the Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2024, 35(9): 1590–1600.
- [29] 吴涛, 徐泽阳, 闫文琦, 等. 准噶尔盆地莫索湾地区侏罗系超压预测技术研究[J]. *地球科学进展*, 2024, 39(4): 429–439.
- WU Tao, XU Zeyang, YAN Wenqi, et al. Research on prediction technologies for overpressure in the Jurassic strata of the Mosuowan area, Junggar Basin[J]. *Advances in Earth Science*, 2024, 39(4): 429–439.
- [30] 何文军, 王绪龙, 邹阳, 等. 准噶尔盆地石油地质条件、资源潜力及勘探方向[J]. *海相油气地质*, 2019, 24(2): 75–84.
- HE Wenjun, WANG Xulong, ZOU Yang, et al. The geological conditions, resource potential and exploration direction of oil in Junggar Basin[J]. *Marine Origin Petroleum Geology*, 2019, 24(2): 75–84.
- [31] 刘惠民, 张关龙, 范婕, 等. 准噶尔盆地腹部征沙村地区征10井的勘探发现与启示[J]. *石油与天然气地质*, 2023, 44(5): 1118–1128.
- LIU Huimin, ZHANG Guanlong, FAN Jie, et al. Exploration discoveries and implications of Well Zheng 10 in the Zhengshacun area of the Junggar Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2023, 44(5): 1118–1128.
- [32] 赵永强, 宋振响, 王斌, 等. 准噶尔盆地油气资源潜力与中国石化常规—非常规油气一体化勘探策略[J]. *石油实验地质*, 2023, 45(5): 872–881.
- ZHAO Yongqiang, SONG Zhenxiang, WANG Bin, et al. Resource potential in Junggar Basin and SINOPEC's integrated exploration strategy for conventional and unconventional petroleum[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2023, 45(5): 872–881.
- [33] 李想, 丁雅洁, 李俊飞, 等. 前陆盆地系统中隆后盆地沉积特征——以准噶尔盆地腹部侏罗系三工河组为例[J]. *石油实验地质*, 2024, 46(6): 1253–1264.
- LI Xiang, DING Yajie, LI Junfei, et al. Sedimentary characteristics of post-uplift basins in foreland basin system: A case study of Jurassic Sangonghe Formation in hinterland of Junggar Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024, 46(6): 1253–1264.
- [34] 费李莹, 王仕莉, 苏昶, 等. 准噶尔盆地盆1井西凹陷东斜坡侏罗系三工河组油气成藏特征及控制因素[J]. *天然气地球科学*, 2022, 33(5): 708–719.
- FEI Liying, WANG Shili, SU Chang, et al. Characteristics of hydrocarbon accumulation and its controlling factors in Jurassic Sangonghe Formation in the east slope of Well Pen-1 Western Depression in Junggar Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022, 33(5): 708–719.
- [35] GOULTY N R, SARGENT C, ANDRAS P, et al. Compaction of diagenetically altered mudstones-Part 1: Mechanical and chemical contributions [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2016, 77: 703–713.
- [36] AAGAARD P, JAHREN J. Special issue introduction: Compaction processes-Porosity, permeability and rock properties evolution in sedimentary basins [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 2010, 27(8): 1681–1683.
- [37] AJDUKIEWICZ J M, NICHOLSON P H, ESCH W L. Prediction of deep reservoir quality using early diagenetic process models in the Jurassic Norphlet Formation, Gulf of Mexico [J]. *AAPG Bulletin*, 2010, 94(8): 1189–1227.
- [38] BJØRLYKKE K, HØEG K. Effects of burial diagenesis on stresses, compaction and fluid flow in sedimentary basins [J]. *Marine and Petroleum Geology*, 1997, 14(3): 267–276.
- [39] DUTTA N C. Deepwater geohazard prediction using prestack inversion of large offset P-wave data and rock model [J]. *The Leading Edge*, 2002, 21(2): 193–198.
- [40] LAHANN R. Impact of smectite diagenesis on compaction modeling and compaction equilibrium [M]//HUFFMAN A R, BOWERS G L. *Pressure Regimes in Sedimentary Basins and Their Prediction*. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists, 2001: 61–72.
- [41] 许晨航, 李军, 吴涛, 等. 准噶尔盆地腹部地区泥页岩成岩演化阶段及其对超压发育的影响[J]. *科学技术与工程*, 2025, 25(17): 7080–7091.
- XU Chenhang, LI Jun, WU Tao, et al. Diagenetic evolution stage of mud shale and its influence on overpressure development in the central Junggar Basin[J]. *Science Technology and Engineering*, 2025, 25(17): 7080–7091.
- [42] HOUSEKNECHT D W. Assessing the relative importance of compaction processes and cementation to reduction of porosity in sandstones[J]. *AAPG Bulletin*, 1987, 71(6): 633–642.
- [43] 魏新善, 肖红平, 刘锐娥, 等. 热异常酸洗作用与鄂尔多斯盆地上古生界长石消失事件[J]. *地质学报*, 2017, 91(9): 2139–2149.
- WEI Xinshan, XIAO Hongping, LIU Ruie, et al. Pickling effect of the abnormal heat and its relation to disappearance of feldspar of the Upper Paleozoic in the Ordos Basin [J]. *Acta Geologica Sinica*, 2017, 91(9): 2139–2149.
- [44] 曹江骏, 王继平, 张道锋, 等. 深层致密砂岩储层成岩演化对含气性的影响——以鄂尔多斯盆地西南部庆阳气田二叠系山1段为例[J]. *石油与天然气地质*, 2024, 45(1): 169–184.
- CAO Jiangjun, WANG Jiping, ZHANG Daofeng, et al. Effects of diagenetic evolution on gas-bearing properties of deep tight sandstone reservoirs: A case study of reservoirs in the 1st member of the Permian Shanxi Formation in the Qingyang Gas Field, southwestern Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024, 45(1):

- 169-184.
- [45] 黄思静, 黄可可, 冯文立, 等. 成岩过程中长石、高岭石、伊利石之间的物质交换与次生孔隙的形成: 来自鄂尔多斯盆地上古生界和川西凹陷三叠系须家河组的研究[J]. 地球化学, 2009, 38(5): 498-506.
- HUANG Sijing, HUANG Keke, FENG Wenli, et al. Mass exchanges among feldspar, kaolinite and illite and their influences on secondary porosity formation in clastic diagenesis—A case study on the Upper Paleozoic, Ordos Basin and Xujiahe Formation, Western Sichuan Depression[J]. Geochimica, 2009, 38(5): 498-506.
- [46] 徐昉昉, 徐国盛, 刘勇, 等. 东海西湖凹陷中央反转构造带古近系花港组致密砂岩储集层控制因素[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(1): 98-109.
- XU Fanghao, XU Guosheng, LIU Yong, et al. Factors controlling the development of tight sandstone reservoirs in the Huagang Formation of the central inverted structural belt in Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(1): 98-109.
- [47] 张向涛, 李军, 向绪洪, 等. 珠江口盆地深水白云凹陷超压成因机制及其勘探意义[J]. 石油学报, 2022, 43(1): 41-57.
- ZHANG Xiangtao, LI Jun, XIANG Xuhong, et al. Genetic mechanism of overpressure and its significance on petroleum exploration in Baiyun sag in the deep water zone of Pearl River Mouth Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2022, 43(1): 41-57.
- [48] 宋明水, 刘惠民, 王勇, 等. 济阳坳陷古近系页岩油富集规律认识与勘探实践[J]. 石油勘探与开发, 2020, 47(2): 225-235.
- SONG Mingshui, LIU Huimin, WANG Yong, et al. Enrichment rules and exploration practices of Paleogene shale oil in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin, China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2020, 47(2): 225-235.
- [49] 曾联波, 巩磊, 宿晓岑, 等. 深层-超深层致密储层天然裂缝分布特征及发育规律[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(1): 1-14.
- ZENG Lianbo, GONG Lei, SU Xiaocen, et al. Natural fractures in deep to ultra-deep tight reservoirs: Distribution and development [J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(1): 1-14.
- [50] JOHNSON H D, MACKAY T A, STEWART D J. The fulmar oil-field (central North sea): Geological aspects of its discovery, appraisal and development[J]. Marine and Petroleum Geology, 1986, 3(2): 99-125.
- [51] 李平平, 马倩倩, 邹华耀, 等. 团簇同位素的基本原理与地质应用[J]. 古地理学报, 2017, 19(4): 713-728.
- LI Pingping, MA Qianqian, ZOU Huayao, et al. Basic principle of clumped isotopes and geological applications [J]. Journal of Palaeogeography (Chinese Edition), 2017, 19(4): 713-728.
- [52] 朱光有, 艾依飞, 李婷婷, 等. 非常规同位素在石油地质学中的应用与油气地球化学新进展[J]. 石油学报, 2024, 45(4): 718-754.
- ZHU Guangyou, AI Yifei, LI Tingting, et al. Application of unconventional isotopes in petroleum geology and new progress in petroleum geochemistry[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(4): 718-754.
- [53] 赵靖舟, 付金华, 曹青, 等. 致密油气成藏理论与评价技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2017: 538.
- ZHAO Jingzhou, FU Jinhua, CAO Qing, et al. Tight oil and gas accumulation and evaluation: Geological theories and geophysical technologies[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017: 538.
- [54] WU Heyuan, ZHAO Jingzhou, WU Weitao, et al. Formation and diagenetic characteristics of tight sandstones in closed to semi-closed systems: Typical example from the Permian Sulige Gas Field[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 199: 108248.
- [55] 张武, 蒋一鸣, 肖晓光, 等. 东海陆架盆地西湖凹陷中北部花港组储层致密化过程分析[J]. 石油实验地质, 2021, 43(1): 86-95.
- ZHANG Wu, JIANG Yiming, XIAO Xiaoguang, et al. Densification process of Huagang Formation in northern and central Xihu Sag of East China Sea Shelf Basin [J]. Petroleum Geology and Experiment, 2021, 43(1): 86-95.

(编辑 张玉银)