

易变形组分对致密砂岩储层的控制机理

——以鄂尔多斯盆地大牛地气田H井区山西组为例

王桥¹, 张薇¹, 姜楠^{1,2}, 瞿雪姣^{1,3}, 雷涛⁴, 罗龙^{1,3}, 蔡鑫勇¹,
王佳^{1,3}, 张铭凯¹, 谭先锋^{1,3}

(1. 重庆科技大学石油与天然气工程学院, 重庆 401331; 2. 西南石油大学地球科学与技术学院, 四川 成都 637001;
3. 复杂油气田勘探开发重庆市重点实验室, 重庆 401331; 4. 中国石化华北油气分公司勘探开发研究院, 河南 郑州
450006)

摘要: 碎屑组分是影响致密砂岩储层成岩作用和物性的关键因素之一。为了查明易变形组分对储层的控制机理, 以大牛地气田H井区山西组为例, 通过岩石薄片显微观察和统计, 结合物性特征, 分析易变形组分对成岩作用的控制作用, 进而探讨其对储层的控制机理。研究结果显示, 山西组的塑性组分为凝灰质杂基, 半塑性组分包括凝灰岩、板岩、千枚岩、片岩和泥岩岩屑。易变形组分主要通过压实和溶蚀作用控制储层, 压实减孔率与易变形组分含量呈现正相关, 其中凝灰质杂基对压实减孔的影响相对明显; 溶蚀增孔率与半塑性含量呈负相关, 与凝灰质杂基含量呈现弱的正相关。易变形组分含量与储层物性总体呈负相关关系, 其中凝灰质杂基对储层物性的破坏作用相对较弱。易变形组分在压实过程中加剧了储层的致密化, 同时降低了成岩流体的流通性, 但凝灰质杂基压实后可完全充填粒间孔隙, 影响更为显著。凝灰质杂基作为溶蚀的溶质, 有利于改善储层物性; 当凝灰质杂基含量介于8%~12%之间时, 最有利于形成质量较好的储层。

关键词: 大牛地气田; 山西组; 致密砂岩; 易变形组分; 成岩作用; 储层物性

中图分类号: TE121.3; P618.13

文献标识码: A

文章编号: 1000-6524(2025)01-0128-13

The control mechanism of deformable compositions on tight sandstone reservoirs: An example of the Shanxi Formation in the H well area of the Daniudi gas field in the Ordos Basin

WANG Qiao¹, ZHANG Wei¹, JIANG Nan^{1,2}, QU Xue-jiao^{1,3}, LEI Tao⁴, LUO Long^{1,3}, CAI Xin-yong¹,
WANG Jia^{1,3}, ZHANG Ming-kai¹ and TAN Xian-feng^{1,3}

(1. School of Petroleum Engineering, Chongqing University of Science and Technology, Chongqing 401331, China; 2. School of Geoscience and Technology, Southwest University of Petroleum, Chengdu 637001, China; 3. Chongqing Key Laboratory of Complex Oil and Gas Field Exploration and Development, Chongqing 401331, China; 4. Exploration and Development Research Institute of North China Branch Company, SINOPEC, Zhengzhou 450006, China)

Abstract: The detrital composition is one of the key factors affecting the diagenesis and reservoir physical properties

收稿日期: 2023-09-14; 接受日期: 2024-04-01; 编辑: 郝艳丽

基金项目: 国家自然科学基金项目(42102135, 42072140, 42202122); 重庆市教育委员会科学技术研究项目(KJQN202101535, KJZD-M202101502); 重庆市杰出青年科学基金项目(CSTB2022NSCQ-JQX0031); 重庆科技大学研究生创新计划项目(YKJCX2320118)

作者简介: 王桥(1998-), 男, 硕士研究生, 主要从事非常规储层地质研究工作, E-mail: 1925545775@qq.com; 通讯作者: 瞿雪姣(1986-), 男, 博士, 副教授, 主要从事石油地质和大陆科学钻探方面的研究, E-mail: quxuejiao2008@aliyun.com。

网络首发时间: 2024-07-06; 网络首发地址: <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.1966.P.20240705.1017.002.html>

of tight sandstone reservoirs. In order to find out the control mechanism of the deformable compositions on the reservoir, taking the Shanxi Formation in the H well area of the Daniudi gas field as an example, through microscopic observation and statistics of rock thin section, combined with the physical properties, we analyse the controlling effect of deformable compositions on diagenesis, and then discuss their control and mechanism on the reservoir. The results show that the plastic composition of the Shanxi Formation is a tuffaceous matrix, and the semi-plastic compositions include tuff, slate, phyllite, schist, and mudstone detritus. The deformable components mainly control the reservoir through compaction and dissolution, and the compaction pore reduction rate is positively correlated with the content of deformable compositions, in which the effect of tuffaceous matrix on the compaction pore reduction is relatively obvious; the dissolution pore enhancement rate is negatively correlated with the content of semi-plasticity and weakly positively correlated with the content of tuffaceous matrix. The content of deformable compositions is negatively correlated with reservoir physical properties, with the fully plastic tuffaceous matrix having a weaker destructive effect on reservoir physical properties. The deformable compositions exacerbate the densification of the reservoir during compaction, and at the same time reduce the flow of diagenetic fluids, but the tuffaceous matrix completely fill the intergranular pore space after compaction, and the effect is more significant. The tuffaceous matrix as the solute of intergranular dissolution, its dissolution is also conducive to the improvement of the physical properties of the reservoir; when the content of the tuffaceous matrix ranges between 8% ~ 12%, it is the most conducive to the formation of better quality reservoirs.

Key words: Daniudi gas field; Shanxi Formation; tight sandstone; deformable compositions; diagenesis; reservoir physical properties

Fund support: National Natural Science Foundation of China (42102135, 42072140, 42202122); Science and Technology Research Program of Chongqing Municipal Education Commission (KJQN202101535, KJZD-M202101502); Natural Science Foundation of Chongqing (CSTB2022NSCQ-JQX0031); Chongqing University of Science and Technology Postgraduate Innovation Programme Project (YKJCX2320118)

致密油气是当今石油工业的一个新领域,是全球一种非常重要的非常规资源(贾承造等, 2012; 邹才能等, 2018; 孙龙德等, 2019), 国际上一般将储集层覆压渗透率小于 $0.1 \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 、赋存在碎屑岩和碳酸盐岩等非页岩中的油气定义为致密油气(邹才能等, 2017)。其中致密砂岩气藏广泛分布于世界各大含油气盆地中, 全球发育致密砂岩气的盆地约 70 个, 总资源量 $210 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 是目前开发规模最大的非常规天然气之一(贾爱林等, 2022; 山俊杰等, 2024)。致密砂岩储层通常经历了复杂的成岩演化历史, 储层质量在时间和空间上受众多地质因素控制, 其中碎屑组分是影响致密砂岩储层成岩作用和储层物性的关键因素之一(Al-Ramadan *et al.*, 2004; 马东旭等, 2016; 朱筱敏等, 2018; 邱隆伟等, 2019; 雷涛等, 2023)。砂岩组分的类型、含量及其在成岩过程中所呈现的物理性质对成岩演化过程及储层质量影响显著(杨华等, 2013; 邱隆伟等, 2019; Gao *et al.*, 2019; Wang *et al.*, 2021; 高秋灵等, 2022; 雷涛等, 2023)。

据前人研究, 板岩、千枚岩、片岩、泥岩岩屑等易发生变形的组分通常被视为塑性组分, 它们在压实作用下极易发生假杂基化, 充填于骨架颗粒间, 使岩石变得更加致密, 从而堵塞流体通道, 抑制溶蚀增孔作用, 对储层物性有着极大的伤害(罗静兰等, 2014; 林小兵等, 2014; 邱隆伟等, 2019; 高秋灵等, 2022)。然而, 大牛地气田 H 井区山西组精细的镜下观察显示, 易变形组分包括半塑性和塑性两类, 其中板岩、千枚岩、片岩、泥岩岩屑等呈现半塑性, 只有凝灰质杂基呈现完全的塑性。致密砂岩中这些易变形组分的特征、含量、变形特征及其对成岩作用和储层物性的控制机理尚未明确, 制约了致密砂岩储层的深入认识。本文以大牛地气田 H 井区山西组致密砂岩为研究对象, 对其开展岩心观察、显微薄片精细鉴定、扫描电镜分析等, 结合山西组致密砂岩储层物性特征, 详细分析各类易变形组分的特征及含量, 探讨其对成岩作用的控制作用, 进而阐明其对致密砂岩储层物性的控制机理, 以为致密砂岩储层的深入勘探开发提供依据。

1 地质背景

鄂尔多斯盆地是一个具有多旋回特征的大型克拉通叠合盆地,面积约 $28 \times 10^4 \text{ km}^2$,现今形态为一不对称的矩形向斜盆地,东翼宽 350 km,西翼仅宽 20 km,东翼所辖地区构成了盆地的主体,为一个西倾的大单斜,倾角不足 1° ,称为伊陕斜坡(图 1)(杨俊杰, 1996; 何自新等, 2002; 袁志祥等, 2005)。大牛地气田位于伊陕斜坡北部东段,北邻内蒙古自治区伊金霍洛旗,勘探面积约 2 000 km^2 (郑文波等, 2015; 兰浩翔等, 2021),背斜和向斜发育平缓,属于晋西挠褶带的西-北段(图 1),区内构造、断裂不发育,总体为一北东高、西南低的平缓单斜,平均坡降 6

$\sim 9 \text{ m/km}$,地层倾角 $0.3^\circ \sim 0.6^\circ$ (侯瑞云等, 2012)。自下而上发育了中晚石炭世本溪组和太原组,早二叠世山西组、下石盒子组、上石盒子组,以及晚二叠世石千峰组(康毅力等, 2006)。鄂尔多斯盆地山西组具有典型的辫状河沉积特征,河道砂体广泛发育,有着形成良好气藏的先决条件(Yang *et al.*, 2005)。研究区主要发育辫状河三角洲平原和辫状河沉积相。其中辫状河进一步划分为辫状河道、心滩、河漫滩 3 种沉积微相,辫状河三角洲平原进一步划分为分流河道、心滩、边滩、汉口滩、并口滩、泛滥平原 6 种沉积微相。岩心和薄片观察结果表明,大牛地气田山西组储层岩性主要为岩屑砂岩,其次为岩屑杂砂岩,碎屑组分主要是石英和各种岩屑,碎屑之间的孔隙主要充填杂基,局部被钙质、硅质等胶结物胶结。

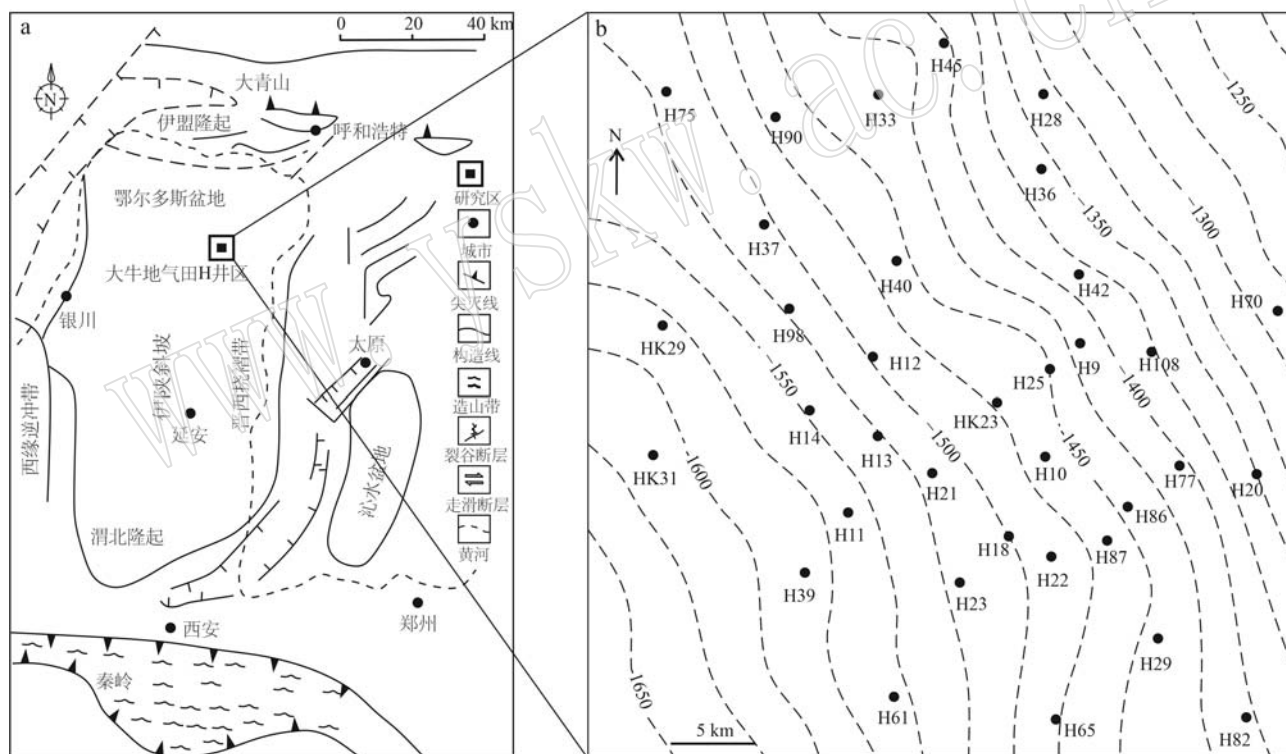


图 1 鄂尔多斯盆地大牛地气田构造-地理位置图(a, 据 Li *et al.*, 2020 修改)及 H 井区构造等值线和井位分布图(b)

Fig. 1 Tectonic and geographic location(a, modified after Li *et al.*, 2020) and tectonic contour and well distribution of the H well area (b) of Daniudi gas field, Ordos Basin

2 易变形组分类型及特征

大牛地气田山西组致密砂岩储层易变形组分包括塑性和半塑性两类。其中,完全塑性组分为凝灰质杂基;半塑性组分类型多样,岩浆岩岩屑仅见凝灰

岩,变质岩岩屑包括板岩、千枚岩以及片岩岩屑,沉积岩岩屑则为泥岩岩屑。

2.1 凝灰质杂基

凝灰质杂基主要来源于物源区松散堆积的火山灰,包括少量空落沉降的火山灰。石炭纪-二叠纪时期,华北地台北缘阴山造山带发生过 12 期火山喷发

事件,形成4套火山岩,厚度均为1 900~2 400 m(内蒙古自治区地质矿产局,1991);晚石炭世时期,在阴山中段的大青山地区也发育有中酸性火山活动(Jia and Wu, 1996; 周安朝, 2000)。这些发生在物源区且稍早于山西组的火山作用为盆内山西组内的凝灰质杂基提供了充足的物源。研究区山西组凝灰质杂基含量在4.0%~25.0%之间,平均值为8.7%。单偏光镜下,凝灰质杂基呈无色或浅棕色,无固定的颗粒形态或边界,在强压实的作用下发生强烈的塑性变形,呈现“软泥”特征,使得原始粒间孔隙完全被变形的凝灰质杂基充填,称为“全孔隙式充填”(图2a、2b)(王建伟等, 2005; 李向博等, 2007)。凝灰质杂基全孔隙充填的特征表明其沉积前未曾经历过压实等显著的成岩作用。基于显微镜下观察、扫描电镜分析(SEM)和溶蚀模拟实验结果(王建伟等, 2005),研究区山西组的凝灰质杂基可分为3种类型:① 蚀变为绢云母,显微鳞片状,具有较为鲜艳的干涉色(图2a)。大牛地气田上古生界自生石英均一温度为160~170℃(杨智等, 2010),接近很低级区域变质作用的温度。在封闭的成岩环境下,凝灰质杂基不能被溶解,随着埋深的增加、温度升高,只能通过变质重结晶作用转化为绢云母。② 脱玻化为长英质矿物,隐晶质,偶见细晶颗粒,一级灰白干涉色。在封闭的成岩环境下,不稳定的火山灰脱玻化形成细小的长英质矿物,在正交偏光镜下,呈现弱光性而无光性方位(图2a)。③ 溶蚀蚀变为高岭石,同时发育绿泥石,并发育晶间微孔。在流体流通较为通畅的成岩环境下,凝灰质杂基发生溶蚀和蚀变,形成高岭石和绿泥石的混合物,并产生晶间微孔,称为“脏高岭石”;在流体流通特别通畅的成岩环境下,凝灰质杂基溶蚀程度更剧烈,Si、Al、K、Na等通过成岩流体大量排出,蚀变为更加纯净的高岭石,称为“淀高岭石”(图2b、2c),对储层物性有着良好的建设作用(王建伟等, 2005; 李向博等, 2007; 赵振铎等, 2014)。

2.2 凝灰岩岩屑

凝灰岩岩屑是先期喷发的火山灰固结成岩后经风化剥蚀,同其他碎屑一起搬运、堆积的产物。凝灰岩岩屑在研究区含量在1.0%~28.0%之间,平均值为6.4%,颗粒边界不平直,呈现半塑性的特征,其粒径主要分布在0.5~1.2 mm之间,常见发生蚀变形成为绢云母或脱玻化为长英质,部分凝灰岩岩屑虽然

基质蚀变为绢云母,但仍可偶见棱角状石英晶屑。凝灰岩岩屑在强压实作用下常被相邻的刚性颗粒挤压变形,但依旧能够保留完整的颗粒边界(图2d)。

2.3 变质岩岩屑

2.3.1 板岩

板岩岩屑含量在0~2.0%之间,平均0.4%,其在强压实作用下挤压变形,但仍保留颗粒边界,粒径主要为0.3~1.5 mm。板岩岩屑内具有较明显的定向构造,显微镜下透光性差,岩屑内矿物质点非常细小,可见一些无色、细小的云母类矿物和绿泥石,未见结晶较好的片状矿物,多含炭质(图2e)。

2.3.2 千枚岩

千枚岩岩屑含量为0~3.0%,平均0.3%,具有明显的颗粒边界,粒径主要为0.3~0.5 mm。它们具有千枚状构造,矿物全部重结晶,主要有绢云母、绿泥石等细小的片状矿物,粒状矿物较少,呈半塑性,常见被石英、花岗岩岩屑等刚性颗粒压弯变形(图2f)。

2.3.3 片岩

片岩岩屑的含量在0~2.0%之间,平均值为0.1%,具有明显的颗粒边界,边界不平直,具有显著的片理,粒径主要分布在0.4~0.6 mm之间,岩屑内矿物全部重结晶,并且结晶程度较好,主要由云母类矿物等片状矿物组成,片状矿物的粒径可以达到0.06 mm,粒状矿物以石英为主(图2g)。

2.4 泥岩岩屑

泥岩岩屑含量在0~8.0%之间,平均值为1.4%,粒径主要分布在0.7~1.2 mm之间,单偏光下表面较脏,呈土褐色,透光性较差,定向构造不明显,颗粒边界常因刚性颗粒压入而不规则(图2h)。

3 压实作用和溶蚀作用特征

H井区山西组经历了漫长的成岩演化过程,包括压实作用、溶蚀作用、胶结作用以及交代作用。交代作用在储层形成的过程中对储集空间以及物性的贡献较小,本次研究暂不讨论。大部分胶结作用(面积)都不超过4%,极个别的样品胶结作用强烈,不具代表性,对储层影响较小,故也不作讨论。压实作用是致密砂岩储层最主要的破坏性成岩作用;研究区山西组绝大部分现有孔隙为次生溶孔,溶蚀作用是最主要的建设性成岩作用。因此,本次研究只讨论易变形组分对压实作用和溶蚀作用的影响。

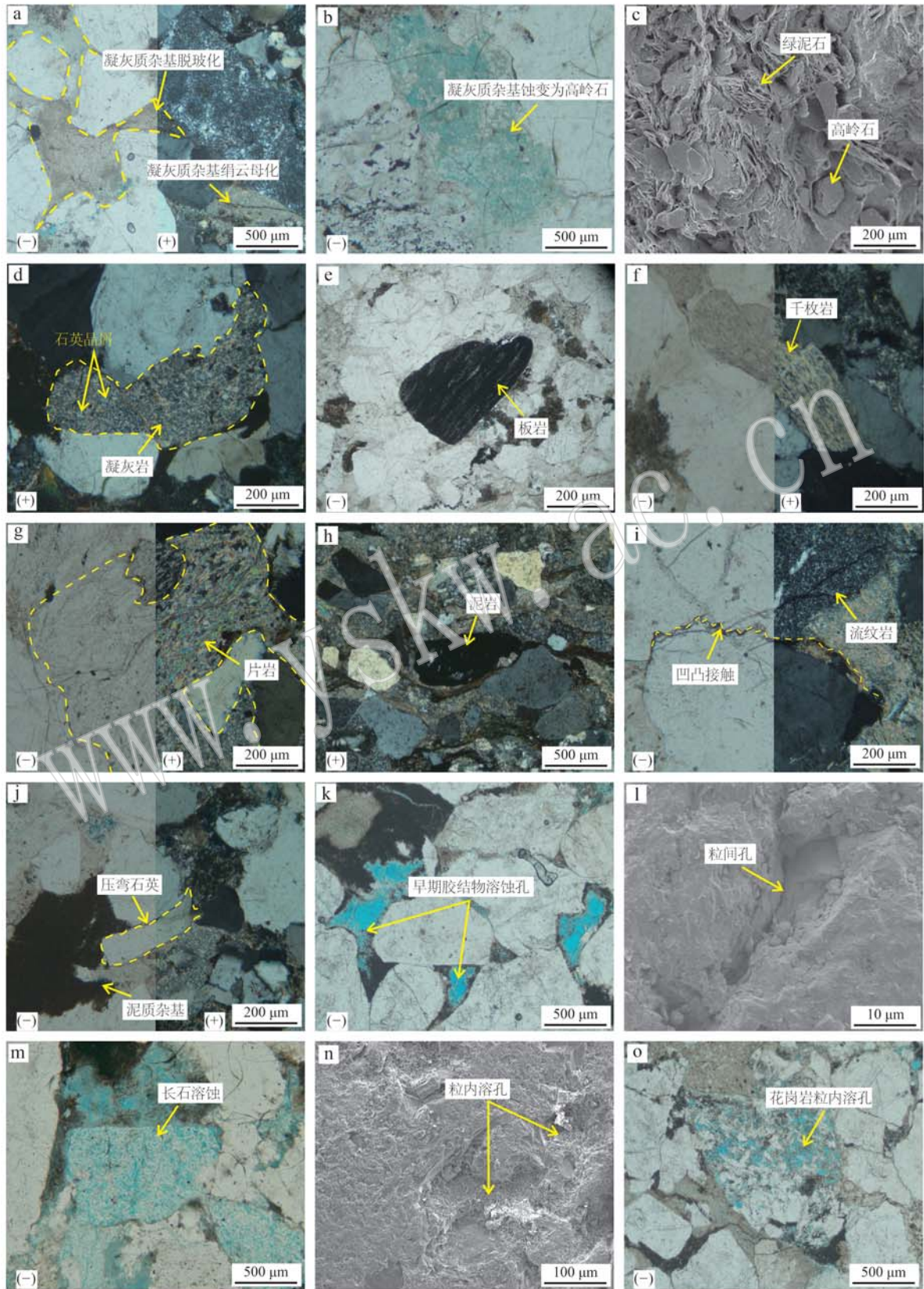


图 2 H 井区山西组易变形组分及成岩作用镜下特征

Fig. 2 The microscopic characteristics of the deformable compositions and diagenesis of Shanxi Formation in the H well area

a—凝灰质杂基脱玻为长英质矿物以及绢云母化, 全孔隙式充填, 塑性, H12-2 787. 8 m; b—凝灰质杂基蚀变形形成高岭石晶间孔, H10-2 680. 36 m; c—脏高岭石, SEM 图像中的高岭石和绿泥石的混合物, H13-2 729. 4 m; d—凝灰岩岩屑, 含石英晶屑, 基质绢云母化, 颗粒边界明显, 被石英压弯变形, 半塑性, H24-2 708. 28 m; e—板岩岩屑, 具定向构造明显, 透光性差, 含炭质, 半塑性, H14-2 802. 34 m; f—千枚岩岩屑, 千枚状构造, 岩屑被刚性颗粒压弯, 半塑性, H25-2 588. 07 m; g—片岩岩屑, 片理较显著, 岩屑边界被石英颗粒挤压变形, 半塑性, H11-2 776. 35 m; h—泥岩岩屑, 碎屑组分在强压实作用下定向排列, H12-2 789. 1 m; i—流纹岩砾石与石英颗粒凹凸接触, H14-2 802. 34 m; j—石英颗粒被压弯, H21-2 664. 48 m; k—早期胶结、后期溶蚀形成的粒间溶孔, H12-2 787. 80 m; l—SEM 图像中钙质胶结物溶蚀形成粒间孔, H31-2 802. 55 m; m—长石溶蚀形成粒内溶孔, H40-2 692. 34 m; n—SEM 图像中长石粒内溶蚀, H9-2 574. 6 m; o—花岗岩岩屑粒内溶蚀形成粒内溶孔, H12-2 787. 8 m

a—tuffaceous matrix converted to crystalline felsic minerals and altered to sericite, fully filled pores, plastic, H12-2 787. 8 m; b—formation of intercrystalline pores in kaolinite by alteration of tuffaceous matrix, H10-2 680. 36 m; c—impure kaolinite, the mixture of kaolinite and chlorite in SEM image, H13-2 729. 4 m; d—tuff fragment with angular quartz crystal, tuffaceous matrix altered to sericite, particle boundaries are distinct, deformed by quartz bending, semi-plastic, H24-2 708. 28 m; e—slate detritus, markedly oriented configuration, poor light transmission, carbonaceous, semi-plastic, H14-2 802. 34 m; f—phyllite detritus, kilohertzoid formation, detritus bent by rigid particles, semi-plastic, H25-2 588. 07 m; g—schist detritus, schistosity is more prominent, deformation of detritus boundaries by extrusion of quartz particles, semi-plastic, H11-2 776. 35 m; h—mudstone detritus, directional arrangement of fragment compositions, H12-2 789. 1 m; i—rhyolite gravel in concave convex contact with quartz particles, H14-2 802. 34 m; j—quartz particles are bent under pressure, H21-2 664. 48 m; k—early cementation, inter-granular dissolution pores formed by later dissolution, H12-2 787. 80 m; l—calcareous cement dissolves to form inter-granular pores in SEM image, H31-2 802. 55 m; m—formation of intragranular dissolution pores in feldspar particles, H40-2 692. 34 m; n—intragranular dissolution within feldspar particles in SEM image, H9-2 574. 6 m; o—formation of intragranular dissolution pores within granite, H12-2 787. 8 m

3.1 压实作用

压实作用是指在机械压力作用下直接减小粒间孔隙, 并且在降低孔隙度的过程中, 孔隙中的流体被排挤而出, 碎屑颗粒之间受应力作用紧密排列, 接触面积增加, 其接触关系由点接触逐渐变为线接触和凹凸接触(郑荣才等, 2007; 王钊等, 2018)。大牛地气田区山西组总体经历了较为强烈的压实作用, 主要表现为刚性颗粒之间呈凹凸接触和线接触(图 2i), 局部可见长条状石英颗粒在强烈的压实作用下被压弯(图 2j), 凝灰质杂基呈“软泥”状裹挟着石英、花岗岩岩屑、流纹岩岩屑等刚性颗粒呈现定向排列(图 2h)。

3.2 溶蚀作用

溶蚀作用是砂岩中的碎屑颗粒、杂基、胶结物和交代矿物在一定的成岩环境中, 在流体的作用下发生溶解及成分的迁移, 最终形成次生孔隙的过程(郑荣才等, 2007; 刘小洪等, 2008)。大牛地气田上古生界成岩作用规律显示, 致密砂岩储层先经历酸性溶解, 后叠加碱性溶解, 最终形成深层次生孔隙最为发育的叠合溶蚀孔隙带(朱春俊等, 2011)。大牛地气田山西组溶蚀作用类型多样, 主要包括粒内溶蚀和粒间溶蚀两大类。粒间溶蚀包括: ① 颗粒间早期形成的钙质胶结物在后期酸性溶蚀下形成粒间孔隙(图 2k、2l); ② 凝灰质杂基在开放成岩环境下, 溶蚀蚀变形形成晶间微孔(图 2b)。粒内溶蚀包括: ① 长石颗粒通常沿着颗粒边缘或解理面发生溶蚀, 形成粒内溶孔, 甚至完全溶解后形成铸模孔(图 2m、2n);

② 岩屑颗粒中部分易溶组分(多为长石)被溶蚀, 形成大小不一、不规则的溶孔(图 2o)。

4 易变形组分对储层成岩作用及物性的影响

4.1 易变形组分对成岩作用的影响

4.1.1 原始孔隙度恢复

原始孔隙度是指岩石沉积之初颗粒未被压实、胶结等成岩作用改造时的孔隙度值, 它通常与岩石的粒度、分选有着直接的关系。前人研究表明, 砂岩的原始孔隙度与分选系数和粒度 Φ_{25} 和 Φ_{75} 呈函数关系(式 1、式 2)(Beard and Weyl, 1973; Scherer, 1987)。

$$\Phi_0 = 20.91 + 22.9/S_0 \quad (1)$$

$$S_0 = \sqrt{(\Phi_{75}/\Phi_{25})} \quad (2)$$

式中, Φ_0 为原始孔隙度(%), S_0 为 Trask 分选系数, Φ_{25} 和 Φ_{75} 分别为粒度累积曲线上 75% 和 25% 处的粒径值。

大牛地气田山西组的 38 块致密砂岩样品的粒度统计表明, Φ_{25} 和 Φ_{75} 分别介于 0.39~2.42 和 0.75~3.62 之间, 平均值分别为 1.43 和 2.27; 砂岩分选系数 S_0 在 1.11~1.83 之间, 平均值为 1.43, 对应的原始孔隙度在 33.4~41.48 之间, 平均原始孔隙度为 36.93%。

4.1.2 易变形组分对压实作用的影响

为了更好地表征易变形组分对压实作用的影

响,本次研究引入压实减孔率的概念进行定量分析。压实减孔率为岩石在压实过程中减少的孔隙度占总孔隙度的比例,可定量表征压实作用对储层孔隙的破坏程度,其表达式为

$$C = [\Phi_0 - (\Phi_1 + \Phi_w + \Phi_L) / \Phi_0] \times 100\% \quad (3)$$

式中, C 为压实减孔率, Φ_0 为原始孔隙度(%), Φ_1 为粒间孔隙度(%), Φ_w 为胶结物含量(%), Φ_L 为胶结物溶蚀孔隙度(%)。

精细的镜下显微薄片鉴定表明,大牛地气田 H 井区山西组 Φ_1 几乎不存在,不纳入统计; Φ_w 在 1.0%~36.0%之间,平均值为 5.19%; Φ_L 在 0%~5.0%之间,平均值为 0.32%。由公式(3)可计算出

大牛地气田 H 井区山西组的压实减孔率为 5.93%~97.2%,平均 86.4%。

压实减孔率与易变形组分含量的相关关系显示,尽管压实减孔率与半塑性组分含量、塑性组分含量以及(塑性组分+半塑性组分)含量三者之间的关系点分布较为分散,但总体呈现正相关的关系,即随着易变形组分含量的增高,压实减孔率呈现较为明显的增高的趋势(图 3a~3c)。其中随着凝灰质杂基含量的增加,压实减孔率增加最为明显,趋势线斜率为 0.40(图 3a);而随着半塑性组分含量的增加,压实减孔率增加相对较缓,趋势线斜率为 0.33(图 3b)。这表明易变形组分对压实减孔率具有较为明

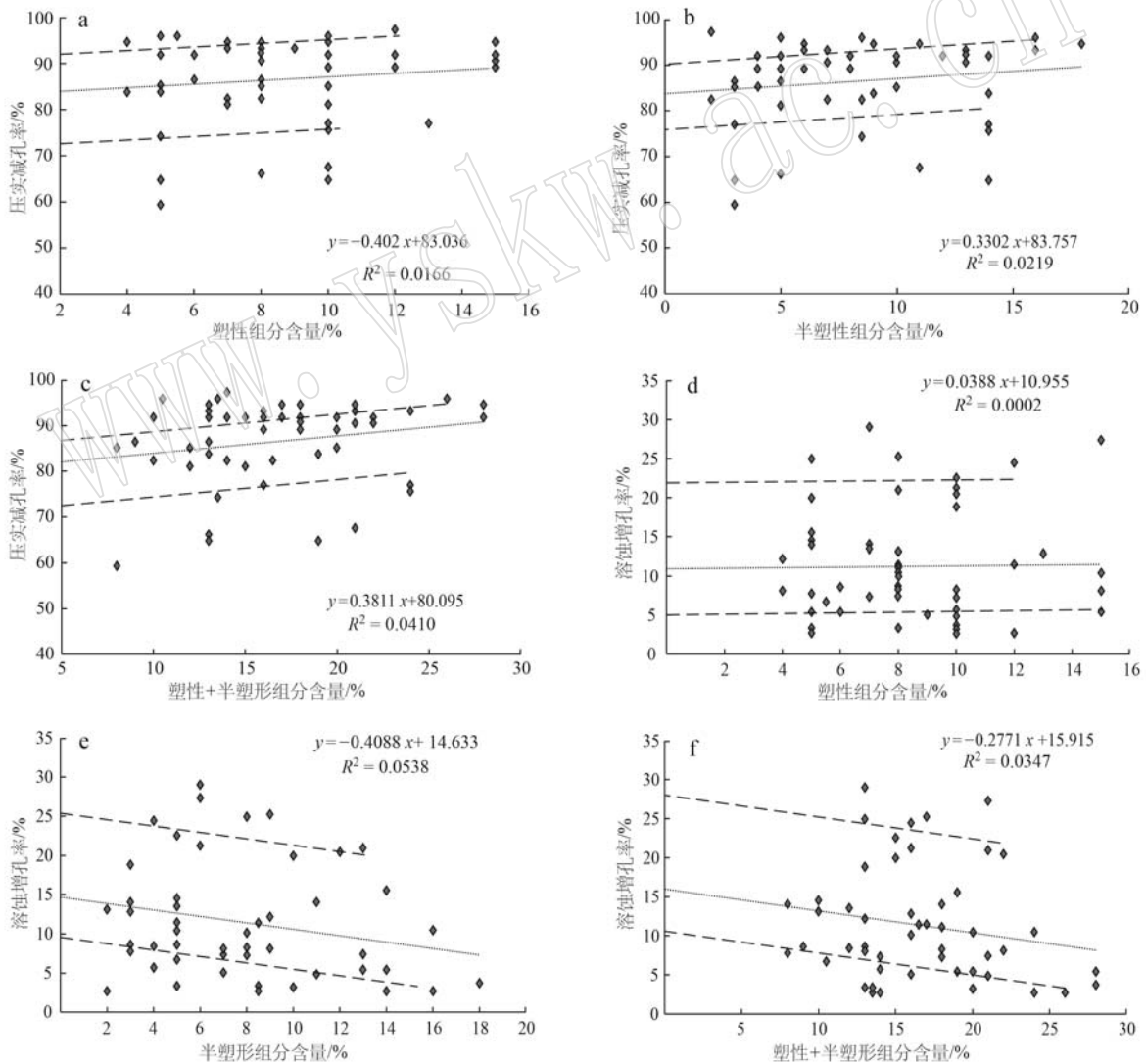


图 3 易变形组分含量与压实减孔率、溶蚀增孔率的关系

Fig. 3 Relationship between the content of deformable compositions and compaction pore reduction rate and dissolution pore increase rate

显的控制作用,其中完全塑性的凝灰质杂基对压实减孔的影响最为明显,半塑性组分的影响相对较弱。

4.1.3 易变形组分对溶蚀作用的影响

为了更好地表征易变形组分对溶蚀作用的影响,本次研究引入溶蚀增孔率的概念进行定量分析。

溶蚀增孔率为溶蚀增加的孔隙度占总孔隙度的比例,可定量表征溶蚀作用对储层孔隙的改善程度,其表达式为

$$P = [(\Phi_{\text{胶结}} + \Phi_{\text{粒内}} + \Phi_{\text{晶间}}) / \Phi_0] \times 100\% \quad (4)$$

式中, P 为溶蚀增孔率, Φ_0 为原始孔隙度(%), $\Phi_{\text{胶结}}$ 为早期胶结物溶蚀孔的孔隙度(%), $\Phi_{\text{粒内}}$ 为长石碎屑溶蚀或岩屑颗粒中易溶组分溶蚀形成的粒内溶蚀的孔隙度(%), $\Phi_{\text{晶间}}$ 为凝灰质杂基溶蚀形成的晶间微孔的孔隙度(%)。

显微薄片鉴定表明,大牛地气田H井区山西组 $\Phi_{\text{胶结}}$ 在0%~5%之间,平均值为0.32%; $\Phi_{\text{粒内}}$ 在0%~9.0%之间,平均值为2.12%; $\Phi_{\text{晶间}}$ 在0%~8.5%之间,平均值为3.07%。由公式(4)可计算出大牛地气

田H井区山西组的平均溶蚀增孔率为1.0%~15.0%,平均5.52%。

溶蚀增孔率与易变形组分含量的相关关系显示,溶蚀增孔率与半塑性组分含量以及塑性组分+半塑性组分含量之间呈较为明显的负相关关系,与塑性组分含量略呈正相关关系(图3d~3f)。其中随着半塑性组分含量的增加,溶蚀增孔率降低最为明显,趋势线斜率为-0.41(图3e);但随着凝灰质杂基含量的增加,溶蚀增孔率反而呈现微小的增加趋势(图3d)。这表明半塑性组分对溶蚀增孔率具有较为明显的抑制作用,但凝灰质杂基对溶蚀增孔反而有着一定的建设性作用。

4.2 易变形组分对储层物性的影响

大牛地气田H井区山西组致密砂岩储层实测孔隙度在1.8%~21.4%之间,平均值为7.7%,实测渗透率在0.01~2.88 mD之间,平均值为0.68 mD,属于特低孔低渗储层。易变形组分含量与储层物性相关性分析表明,半塑性组分和塑性组分含量与储层

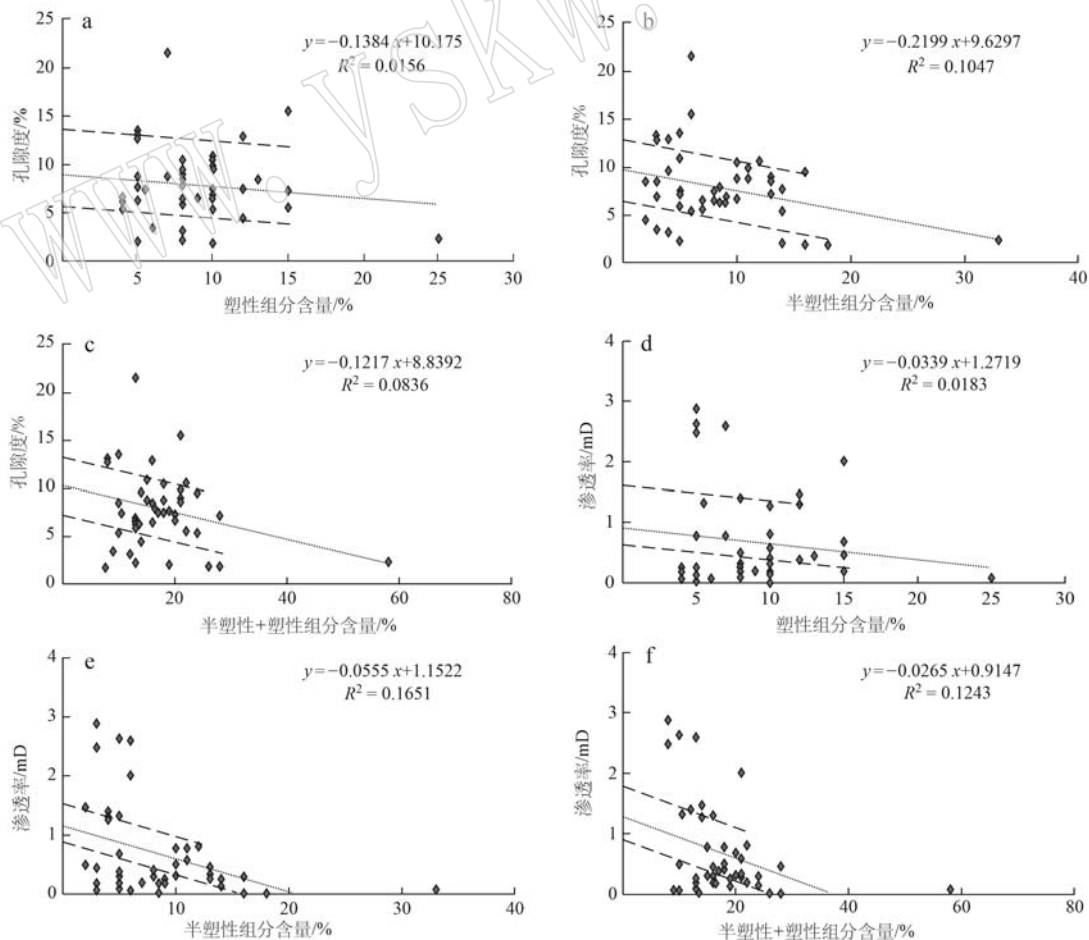


图4 易变形组分含量与储层孔隙度、渗透率的关系

Fig. 4 Relationship between the content of deformable compositions and reservoir porosity and permeability

物性总体均呈负相关关系(图4)。随着完全塑性组分含量的增加,孔隙度和渗透率的降低趋势相对较缓,其斜率分别可以达到-0.14和-0.03(图4a、4d);而随着半塑性组分含量的增加,孔隙度和渗透率的降低趋势相对较快,其斜率分别可以达到-0.22和-0.06(图4b、4e)。这表明易变形组分对储层物性也具有较为明显的控制作用,但随着易变形组分含量的增加,凝灰质杂基对储层物性的破坏作用相对半塑性组分较弱。

4.3 塑性组分含量控制下的增/减孔效应

综合来看,易变形组分对致密砂岩储层成岩作用和储层物性具有较明显的控制作用,并且凝灰质杂基具有比半塑性组分更显著的控制作用(图3、图

4)。塑性组分含量分布区间与压实减孔率、溶蚀增孔率的耦合关系表明,当凝灰质杂基含量小于8%时,压实减孔率和溶蚀增孔率均较低,最大值分别为64.8%和9.48%,最小值分别为59.38%和5.42%;当凝灰质杂基含量介于8%~12%之间时,压实减孔率和溶蚀增孔率均较高,最大值分别为89.17%和37.91%,最小值分别为81.05%和21.66%;当凝灰质杂基含量大于12%时,压实减孔率和溶蚀增孔率相对最高,最大值分别为94.58%和39.26%,最小值分别为89.17%和18.95%(图5)。因此,当凝灰质杂基含量介于8%~12%之间时,次生溶蚀孔隙发育,最有利于形成质量较好的储层。

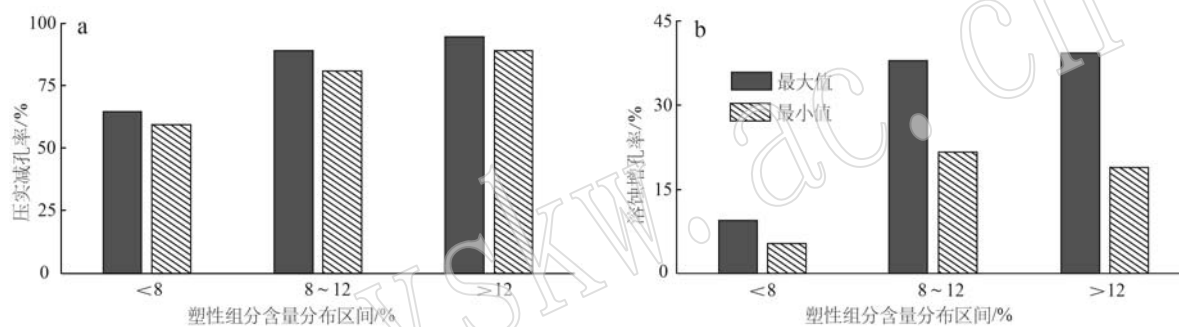


图5 塑性组分含量分布区间与压实减孔率、溶蚀增孔率的关系

Fig. 5 Plot of plastic composition content distribution intervals versus compaction pore reduction rate and dissolution pore increase rate

5 易变形组分对储层的控制机理

研究区山西组在沉积之后经历了强烈的压实作用,使得储层发生致密化,原生孔隙大幅降低,其中易变形组分是压实过程中致密化的重要因素之一。易变形组分在压实作用下发生塑性变形,紧密充填于颗粒骨架之间,使得储层物性大幅降低。其中完全塑性的凝灰质杂基对压实作用的控制作用明显强于半塑性组分(图3a、3b),这是由于凝灰岩、板岩等半塑性组分在作为碎屑颗粒沉积之前已经成岩,因而具有一定的抗压实能力,表现为至今仍具有清晰、明显的颗粒边界,虽然其在压实作用下发生了较为明显的变形,但并不能完全充填粒间孔隙(图2d~2h);凝灰质杂基在作为砂岩组分沉积之前几乎未被压实,在压实作用下发生塑性变形,呈现无明显边界的“软泥”状充填于碎屑颗粒之间,粒间孔隙(特别是颗粒接触处的窄小孔隙)可被其完全填充,导致储层

物性迅速降低(图2a、2b)。

总之,易变形组分不利于溶蚀作用改善储层物性(图3、图4),但凝灰质杂基含量与溶蚀增孔率略微呈正相关,反映其对储层物性具有一定的改善作用(图3d)。成岩溶蚀作用一般发生在压实作用之后,易变形碎屑组分在压实作用下加剧了储层的致密化,降低了成岩流体在岩石中的流通性,不利于溶蚀增孔作用,抑制了储层物性的改善(图3d~3f)。但是,凝灰质杂基对溶蚀作用的影响则具有双重性,一方面是在压实作用下呈现“全孔隙式充填”,堵塞成岩流体通道,抑制溶蚀作用,不利于形成次生孔隙;另一方面,凝灰质杂基本身作为可溶组分,其含量的增加意味着可溶组分的增加,对溶蚀作用改善储层物性又是建设性的;同时,随着埋深的增加,凝灰质杂基发生脱水收缩形成大量收缩缝,也有利于流体的流通和溶蚀;另外,凝灰质杂基多呈全孔隙式充填,导致碎屑颗粒间的接触范围减小,从而抑制石英的压溶作用和次生加大,这显然又是有利于储层

发育的。图 6 表明,当凝灰质杂基小于 8% 时,储层致密程度较低,对流体流通性的抑制作用相对较弱,但可溶组分相对较低导致溶蚀作用改善储层不明显(图 6a);当凝灰质杂基大于 12% 时,能够提供足够的溶质,但在压实作用过程中储层致密程度高,流体

流通性受到明显阻碍,不利于溶蚀增孔(图 6c);只有当凝灰质杂基介于 8%~12% 之间时,压实作用对储层的致密化相对适中,流体流通性仍然较好,同时相对充足的可溶组分有利于溶蚀作用改善储层物性(图 6b)。

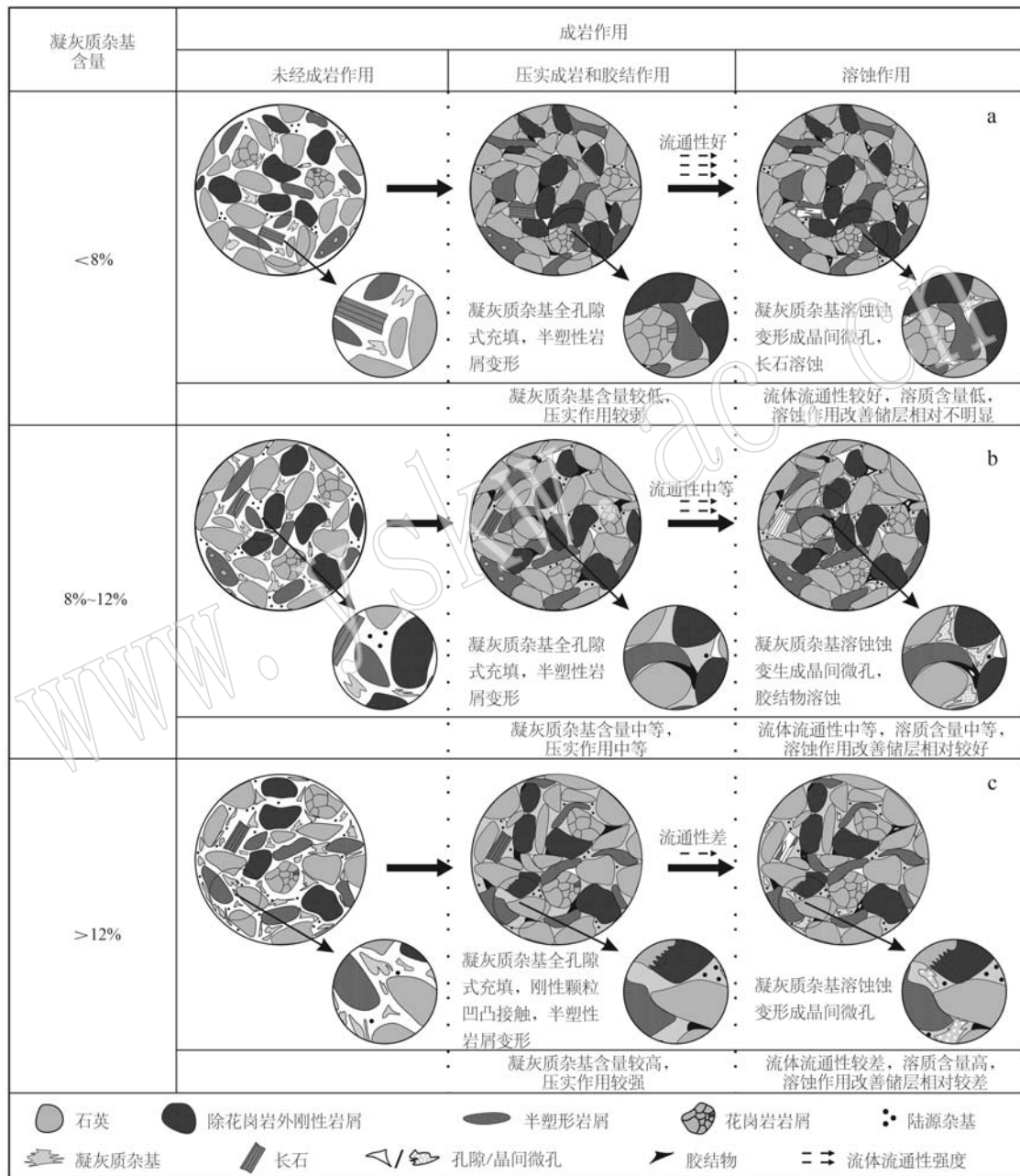


图 6 成岩作用及孔隙演化示意图

Fig. 6 Schematic diagram of diagenesis and pore evolution

6 结论

(1) 山西组致密砂岩储层易变形组分包括塑性

和半塑性两类,其中完全塑性组分仅为凝灰质杂基,在压实过程中易于变形,呈全孔隙充填,常蚀变为绢云母、长英质矿物、高岭石等;半塑性组分类型多样,包括凝灰岩、板岩、千枚岩、片岩和泥岩岩屑,压实变

形后仍可见明显的颗粒边界。

(2) 压实作用和溶蚀作用是控制山西组致密砂岩储层物性的两种主要成岩作用。压实减孔率与易变形组分含量呈正相关,其中塑性的凝灰质杂基对压实减孔的影响相较于半塑性组分更加明显;溶蚀增孔率与半塑性含量呈负相关,与塑性的凝灰质杂基含量略呈正相关。

(3) 易变形组分含量与储层物性总体呈负相关关系,其中完全塑性的凝灰质杂基对储层物性的破坏作用相对半塑性组分较弱;当凝灰质杂基含量介于8%~12%之间时,次生溶蚀孔隙发育,最有利于形成质量较好的储层。

(4) 易变形组分在压实过程中均加剧了储层的致密化,也降低了成岩流体的流通性,完全塑性的凝灰质杂基更易变形,压实后完全充填粒间孔隙,因而影响更为显著;凝灰质杂基作为粒间溶蚀的溶质,其溶蚀又有利于改善储层物性;当凝灰质杂基含量介于8%~12%之间时,最有利于形成质量较好的储层。

References

- Al-Ramadan K A, Hussain M, Imam B, *et al.* 2004. Lithologic characteristics and diagenesis of the Devonian Jauf sandstone at Ghawar Field, Eastern Saudi Arabia[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 21(10): 1 221~1 234.
- Beard D C and Weyl P K. 1973. Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand[J]. *AAPG Bulletin*, 57(2): 349~369.
- Gao Qiuling, Li Miao, Zhu Lingmin, *et al.* 2022. The controlling effect of plastic component on compaction and reservoir physical properties: A case study of Lower Cretaceous Tengger Formation clastic reservoir in the gentle slope zone of Baiyinchagan Sag[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 29(5): 647~653 (in Chinese).
- Gao X D, Wang Y B, Li Y, *et al.* 2019. Characteristics of tight sandstone reservoirs and controls of reservoir quality: A case study of He8 sandstones in the linxing area, eastern Ordos Basin, China[J]. *Acta Geologica Sinica—English Edition*, 93(3): 637~659.
- Geological Resource Bureau of Inner Mongolia. 1991. Regional Geological Records of Inner Mongolia Autonomous Region[M]. Beijing: Geological Publishing House, 162~206(in Chinese).
- He Zixin, Fu Jinhua and Sun Liuyi. 2002. Geological characteristics and exploration potential of natural gas reservoir in northwest region of Ordos Basin[J]. *China Petroleum Exploration*, 7(1): 56~66, 7(in Chinese with English abstract).
- Hou Ruiyun and Liu Zhongqun. 2012. Reservoir evaluation and development strategies of Daniudi tight sand gas field in the Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 33(1): 118~128 (in Chinese with English abstract).
- Jia Ailin, Wei Yunsheng, Guo Zhi, *et al.* 2022. Development status and prospect of tight sandstone gas in China[J]. *Natural Gas Industry*, 42(1): 83~92(in Chinese with English abstract).
- Jia B W and Wu Y Q. 1996. Recognition and geologic significance of the Permo-carboniferous volcanoclastic rocks from Daqingshan coalfield, Inner Mongolia, China[J]. *Scientia Geologica Sinica*, 5(4): 469~482.
- Jia C Z, Zheng M and Zhang Y F. 2012. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. *Petroleum Exploration and Development*, 39(2): 139~146.
- Kang Yili, Zhang Hao, Chen Yijian, *et al.* 2006. Comprehensive research of tight sandstones gas reservoirs stress sensitivity in daniudi gas field[J]. *Natural Gas Geoscience*, 17(3): 335~338, 344 (in Chinese with English abstract).
- Lan Haoxiang, Fu Meiyang, Deng Hucheng, *et al.* 2021. Reservoir types and genesis of the Majiagou Formation daniudi gas field, Ordos Basin [J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 39(6): 1 609~1 621 (in Chinese with English abstract).
- Lei Tao, Wang Qiao, Ren Guanglei, *et al.* 2023. Component characteristics of Shanxi Formation tight sandstone and their implications for the reservoirs in Ordos Basin: Taking the block of Daniudi Gas Field as an example[J]. *Natural Gas Geoscience*, 34(3): 418~430 (in Chinese with English abstract).
- Li Xiangbo and Wang Jianwei. 2007. The formation and evolution of volcanic dust fillings of sandstone in coal measures strata of Ordos Basin [J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 26(1): 42~48 (in Chinese with English abstract).
- Li Y, Xu W K, Wu P, *et al.* 2020. Dissolution versus cementation and its role in determining tight sandstone quality: A case study from the Upper Paleozoic in northeastern Ordos Basin, China[J]. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 78: 103324.
- Lin Xiaobing, Liu Liping, Tian Jingchun, *et al.* 2014. Characteristics and controlling factors of tight sandstone reservoirs in the 5th member of Xujiahe Formation in the central of western Sichuan Depression [J]. *Oil & Gas Geology*, 35(2): 224~230 (in Chinese with English abstract).

- Liu Xiaohong, Luo Jinglan, Guo Yanru, *et al.* 2008. Diagenetic facies and distribution of the Chang 6 reservoir group of the Upper Triassic Yanchang Formation in the northern Shaanxi area, Ordos Basin, China[J]. *Geological Bulletin of China*, 27(5): 626~632 (in Chinese with English abstract).
- Luo Jinglan, Liu Xinshe, Fu Xiaoyan, *et al.* 2014. Impact of petrologic components and their diagenetic evolution on tight sandstone reservoir quality and gas yield: A case study from He8 gas-bearing reservoir of upper Paleozoic in northern Ordos Basin[J]. *Earth Science*, 39(5): 537~545 (in Chinese).
- Ma Dongxu, Xu Yong, Lü Jianwen, *et al.* 2016. Relationship between provenance and formation of Lower Shihezi Formation in Linxing area, Ordos Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 27(7): 1 215~1 224 (in Chinese with English abstract).
- Qiu Longwei, Mu Xiangji, Li Hao, *et al.* 2019. Characteristics of detritus development in the Permian lower Shihezi Formation in Hangjinqi area and its influence on reservoir physical properties[J]. *Oil & Gas Geology*, 40(1): 24~33 (in Chinese with English abstract).
- Scherer M. 1987. Parameters influencing porosity in sandstones: A model for sandstone porosity prediction[J]. *AAPG Bulletin*, 71(5): 485~491.
- Shan Junjie, Huang Shilin, Bi Youyi, *et al.* 2024. Hydrochemical characteristics of formation water in tight sandstone gas reservoirs and their geological significance: A case study of the Xinchang Gas Field in Western Sichuan Depression[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 43(1): 63~73 (in Chinese with English abstract).
- Sun L D, Zou C N, Jia A L, *et al.* 2019. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 46(6): 1 073~1 087.
- Wang Jianwei, Bao Zhidong, Chen Mengjin, *et al.* 2005. Differentiation of sandstones' tuff fillings and its effect on porosity—An example from the Paleozoic sandstones in northwestern Ordos[J]. *Chinese Journal of Geology*, 40(3): 429~438 (in Chinese with English abstract).
- Wang W G, Lin C Y, Zhang X G, *et al.* 2021. Provenance, clastic composition and their impact on diagenesis: A case study of the Oligocene sandstone in the Xihu Sag, East China Sea Basin[J]. *Marine and Petroleum Geology*, 126: 104890.
- Wang Zhao and Qiu Junli. 2018. Effects of compaction and cementation on the Chang 8 member reservoir in the Ordos Basin[J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 40(6): 56~68 (in Chinese with English abstract).
- Yang Hua, Liu Ziliang, Zhu Xiaomin, *et al.* 2013. Provenance and depositional systems of the Upper Triassic Yanchang Formation in the southwestern Ordos Basin, China[J]. *Earth Science Frontiers*, 20(2): 10~18 (in Chinese with English abstract).
- Yang Junjie. 1996. *Natural Gas Geology in China*[M]. Beijing: Petroleum Industry Press(in Chinese).
- Yang Y T, Li W and Ma L. 2005. Tectonic and stratigraphic controls of hydrocarbon systems in the Ordos Basin: A multicycle cratonic basin in central China[J]. *AAPG Bulletin*, 89(2): 255~269.
- Yang Zhi, He Sheng, Zou Caineng, *et al.* 2010. Coupling relationship between reservoir diagenesis and natural gas accumulation of Daniudi Gas Field in North Ordos Basin[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 31(3): 373~378, 385 (in Chinese with English abstract).
- Yuan Zhixiang, Chen Hongde and Chen Yingyi. 2005. Characteristics of gas accumulation with high productivity of Upper Paleozoic in the Tabamiao area, Ordos Basin, China[J]. *Journal of Chengdu University of Technology (Science & Technology Edition)*, 32(6): 604~608 (in Chinese with English abstract).
- Zhao Zhenduo and Yan Baiquan. 2014. Effects of kaolinite and illite on physical property and sensitivity damage in the F reservoir of the Songliao Basin[J]. *Acta Petrologica et Mineralogica*, 33(5): 947~954 (in Chinese with English abstract).
- Zheng Rongcai, Geng Wei, Zhou Gang, *et al.* 2007. Diagenesis and diagenetic facies of Chang 6 sandstone of Yanchang Formation in Baibao area, Ordos Basin[J]. *Lithologic Reservoirs*, 19(2): 1~8 (in Chinese with English abstract).
- Zheng Wenbo, Hu Xiangyang, Chen Shuwei, *et al.* 2015. Characteristics of sedimentary evolution in the upper Paleozoic, daniudi gasfield, Ordos Basin[J]. *Acta Sedimentologica Sinica*, 33(2): 306~313 (in Chinese with English abstract).
- Zhou Anchao. 2000. *The Evolution of Late Paleozoic Basins in North Margin of North China Block and the Coupling Relationship between Basin and Range*[D]. Xi'an: Northwest University (in Chinese with English abstract).
- Zhu Chunjun and Wang Yanbin. 2011. Reservoir genesis and evaluation for the low porosity and permeability sandstone in the daniudi gasfield [J]. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 33(1): 49~56, 11~12 (in Chinese with English abstract).
- Zhu Xiaomin, Pan Rong, Zhu Shifa, *et al.* 2018. Research progress and core issues in tight reservoir exploration[J]. *Earth Science Frontiers*, 25(2): 141~146 (in Chinese with English abstract).
- Zou C N, Yang Z, He D B, *et al.* 2018. Theory, technology and pros-

pects of conventional and unconventional natural gas[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4): 604~618.

Zou C N, Zhao Q, Dong D Z, *et al.* 2017. Geological characteristics, main challenges and future prospect of shale gas[J]. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 2(5~6): 273~288.

附中文参考文献

- 高秋灵, 李 杪, 祝令敏, 等. 2022. 塑性组分对压实作用和储层物性的控制作用——以白音查干凹陷缓坡带下白垩统腾格尔组碎屑岩储层为例[J]. *断块油气田*, 29(5): 647~653.
- 内蒙古自治区地质矿产局. 1991. 内蒙古自治区区域地质志[M]. 北京: 地质出版社, 162~206.
- 何自新, 付金华, 孙六一. 2002. 鄂尔多斯盆地西北部地区天然气成藏地质特征与勘探潜力[J]. *中国石油勘探*, 7(1): 56~66, 7.
- 侯瑞云, 刘忠群. 2012. 鄂尔多斯盆地大牛地气田致密低渗储层评价与开发对策[J]. *石油与天然气地质*, 33(1): 118~128.
- 贾爱林, 位云生, 郭 智, 等. 2022. 中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J]. *天然气工业*, 42(1): 83~92.
- 贾承造, 郑 民, 张永峰. 2012. 中国非常规油气资源与勘探开发前景[J]. *石油勘探与开发*, 39(2): 129~136.
- 康毅力, 张 浩, 陈一健, 等. 2006. 鄂尔多斯盆地大牛地气田致密砂岩气层应力敏感性综合研究[J]. *天然气地球科学*, 17(3): 335~338, 344.
- 兰浩翔, 伏美燕, 邓虎成, 等. 2021. 鄂尔多斯盆地大牛地气田马家沟组储层类型成因及其主控因素[J]. *沉积学报*, 39(6): 1 609~1 621.
- 雷 涛, 王 桥, 任广磊, 等. 2023. 鄂尔多斯盆地山西组致密砂岩成分特征及其对储层的制约——以大牛地气田 A 区为例[J]. *天然气地球科学*, 34(3): 418~430.
- 李向博, 王建伟. 2007. 煤系地层中砂岩火山尘填隙物的成岩作用特征——以鄂尔多斯盆地天然气储层为例[J]. *岩石矿物学杂志*, 26(1): 42~48.
- 林小兵, 刘莉萍, 田景春, 等. 2014. 川西坳陷中部须家河组五段致密砂岩储层特征及主控因素[J]. *石油与天然气地质*, 35(2): 224~230.
- 刘小洪, 罗静兰, 郭彦如, 等. 2008. 鄂尔多斯盆地陕北地区上三叠统延长组长 6 油层组的成岩相与储层分布[J]. *地质通报*, 27(5): 626~632.
- 罗静兰, 刘新社, 付晓燕, 等. 2014. 岩石学组成及其成岩演化过程对致密砂岩储集质量与产能的影响: 以鄂尔多斯盆地上古生界盒 8 天然气储层为例[J]. *地球科学*, 39(5): 537~545.
- 马东旭, 许 勇, 吕剑文, 等. 2016. 鄂尔多斯盆地临兴地区下石盒子组物源特征及其与储层关系[J]. *天然气地球科学*, 27(7): 1 215~1 224.
- 邱隆伟, 穆相骥, 李 浩, 等. 2019. 鄂尔多斯盆地杭锦旗地区二叠系下石盒子组岩屑发育特征及其对储层物性的影响[J]. *石油与天然气地质*, 40(1): 24~33.
- 山俊杰, 黄仕林, 毕有益, 等. 2024. 致密砂岩气藏地层水水化学特征及其地质意义——以川西坳陷新场气田为例[J]. *岩石矿物学杂志*, 43(1): 63~73.
- 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 2019. 中国致密油气发展特征与方向[J]. *石油勘探与开发*, 46(6): 1 015~1 026.
- 王建伟, 鲍志东, 陈孟晋, 等. 2005. 砂岩中的凝灰质填隙物分异特征及其对油气储集空间影响——以鄂尔多斯盆地西北部二叠系为例[J]. *地质科学*, 40(3): 429~438.
- 王 钊, 邱军利. 2018. 压实作用和胶结作用对鄂尔多斯长 8 储层的影响[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 40(6): 56~68.
- 杨 华, 刘自亮, 朱筱敏, 等. 2013. 鄂尔多斯盆地西南缘上三叠统延长组物源与沉积体系特征[J]. *地学前缘*, 20(2): 10~18.
- 杨俊杰. 1996. 中国天然气地质学[M]. 北京: 石油工业出版社.
- 杨 智, 何 生, 邹才能, 等. 2010. 鄂尔多斯盆地北部大牛地气田成岩成藏耦合关系[J]. *石油学报*, 31(3): 373~378, 385.
- 袁志祥, 陈洪德, 陈英毅. 2005. 鄂尔多斯盆地塔巴庙地区上古生界天然气富集高产特征[J]. *成都理工大学学报(自然科学版)*, 32(6): 604~608.
- 赵振铎, 闫百泉. 2014. 松辽盆地 F 油层高岭石、伊利石对储层物性、敏感性影响的实验研究[J]. *岩石矿物学杂志*, 33(5): 947~954.
- 郑荣才, 耿 威, 周 刚, 等. 2007. 鄂尔多斯盆地白豹地区长 6 砂岩成岩作用与成岩相研究[J]. *岩性油气藏*, 19(2): 1~8.
- 郑文波, 胡向阳, 陈舒薇, 等. 2015. 鄂尔多斯盆地大牛地气田上古生界沉积演化特征[J]. *沉积学报*, 33(2): 306~313.
- 周安朝. 2000. 华北地块北缘晚古生代盆地演化及盆山耦合关系[D]. 西安: 西北大学.
- 朱春俊, 王延斌. 2011. 大牛地气田低渗储层成因及评价[J]. *西南石油大学学报(自然科学版)*, 33(1): 49~56, 11~12.
- 朱筱敏, 潘 荣, 朱世发, 等. 2018. 致密储层研究进展和热点问题分析[J]. *地学前缘*, 25(2): 141~146.
- 邹才能, 杨 智, 何东博, 等. 2018. 常规-非常规天然气理论、技术及前景[J]. *石油勘探与开发*, 45(4): 575~587.
- 邹才能, 赵 群, 董大忠, 等. 2017. 页岩气基本特征、主要挑战与未来前景[J]. *天然气地球科学*, 28(12): 1 781~1 796.