

致密砂岩气藏孔喉结构和渗流特征差异 及其对水锁的影响 ——以鄂尔多斯盆地神木气田山西组、 太原组和石盒子组为例

强小龙¹, 文开丰¹, 王德龙¹, 范海润¹, 贾连超¹, 杨国平¹, 杜静¹,
沈欣岚¹, 姚合法²

(1. 中国石油长庆油田分公司第二采气厂, 陕西西安 710200; 2. 北京鸿瑞智慧能源科技有限公司, 北京 100107)

摘要:鄂尔多斯盆地东部神木气田主力致密砂岩气藏存在水锁伤害, 气相相对渗透率的下降影响单井产能。采用薄片观察、扫描电镜观察、高压压汞实验、核磁共振实验和气—水相相对渗流实验方法, 分析孔喉结构和渗流特征差异对水锁伤害的影响及控制因素。结果表明: 神木气田太原组孔喉尺度较大且相对均质, 是渗透率较高的原因; 山西组与盒8段孔喉结构相似, 孔喉尺度较小、连通性和均质程度较优, 渗透率略高。太原组可动流体赋存最多, 其次是山西组的, 盒8段可动孔隙最少; 盒8段束缚水饱和度最高, 其次是山西组的, 太原组的最低; 盒8段平均含水饱和度最高, 水锁最严重, 相对渗透率最低, 山西组共渗能力略强于太原组的, 受束缚水影响较多, 可动气量偏低。孔喉结构质量决定可动流体赋存, 制约气—水相相对渗流能力, 体现为优质的孔喉条件赋存更多的可动流体, 更有利于流体渗流, 水锁伤害相对较低; 毛细管压力约束的渗流差异是水锁伤害的主控因素, 生产压差和成藏过程对水锁也有一定影响。在开发阶段均衡毛细管压力、控制气相相对渗透率下降是缓解水锁伤害的关键。该结果为致密砂岩气藏渗流特征评价和增产策略优化提供依据。

关键词:鄂尔多斯盆地; 神木气田; 山西组; 太原组; 石盒子组; 致密砂岩气藏; 孔喉结构; 气—水相相对渗流; 水锁伤害

中图分类号: TE122 文献标识码: A 文章编号: 2095-4107(2025)02-0001-18

0 引言

近年来, 致密砂岩气勘探开发取得重要进展^[1-2], 其中鄂尔多斯盆地致密气资源潜力巨大, 广泛分布于上古生界^[3], 表现为气藏主体大面积连续分布、非均质性强和采收率偏低的特征^[4]。随盆地东部多个层系取得突破, 建成以神木和米脂气田为代表的新增万亿立方米规模储量区^[5]。受气—水关系复杂、排水采气工艺不完善、侵入压裂液排出受阻和经济效益开发难度大等因素制约, 神木气田在多个层系复合含气条件下表现为单层产能差、剩余未动用储量整体品位低。由于致密气藏的孔隙系统主要以微细喉道连通, 喉道半径的减小对流体形成巨大的毛细管压力, 当开发过程中施加的生产压差联合地层压力不足以抵消毛细管压力对侵入水相滞留作用时, 气的渗流通道被残余水堵塞, 形成“水锁伤害”^[6-7], 相对渗透率快速下降, 单井产能急剧下降。因此, 需要研究致密储层产水渗流机理^[5]和水锁主控因素^[8]等。

人们研究太原组、山西组和石盒子组主力产层成藏条件、机理和气—水分布差异^[6,9-13]、地层水成因分布^[14]、成岩相测井识别及定量划分^[15-17]、沉积相与砂体展布^[18-19]等。太原组储层具有“富石英、贫长石、岩屑质量分数较高”特征, 发育小孔—细喉型孔喉组合, 是储渗能力较弱与低品质微观特征的成因^[20], 岩屑溶孔和晶间孔是主要的孔隙类型, 储层发育受粒度、岩屑质量分数和溶蚀作用控制, 高岩屑质量分数代表

收稿日期: 2024-08-19; 编辑: 刘丽丽

基金项目: 国家科技重大专项(2016ZX05050-006); 国家自然科学基金项目(41802140); 陕西省自然科学基金基础计划项目(2019JQ-257)

作者简介: 强小龙(1980—), 男, 高级工程师, 主要从事气田开发方面的研究。

较强的溶蚀成因,储层品质好^[21],产能的主控因素是储层成分组成、较差的微观孔隙结构、较强的储层敏感性和气相渗透率快速下降的储层伤害^[22];山西组孔喉结构复杂、应力敏感较强、储层品质较差,束缚水饱和度远高于初始的超低含水饱和度是渗流能力下降的原因,水锁造成低产^[23];盒 8 段储层孔喉分布双峰特征明显,以缩小型和弯片状喉道为主,连通性较好,可动流体赋存较多^[24],受应力增加影响,孔喉半径和孔喉数减小,束缚水饱和度增大,有效渗流半径减小是气—水相相对渗透率减小的原因,控制压降速率能够避免水锁^[25]。目前,对于多个主力产层的储层微观孔喉结构特征研究相对较少,太原组、山西组与盒 8 段的孔喉结构尺度、连通性、非均质性差异及渗流特征差异成因不明。

致密砂岩气藏水锁伤害,是受毛细管压力影响的自吸及工作液侵入而造成气相渗透率快速下降的结果^[26-28]。水锁伤害的控制因素为不同介质间的界面张力、润湿性、含水饱和度、流体黏度、地层温度和黏土矿物类型^[29-31],是以减小毛细管压力为目标提高天然气产能的重要方向^[32-34]。目前,对水锁指数变化的影响规律及不同水锁伤害差异的高效应对策略方面的研究较少。以鄂尔多斯盆地东部神木气田为例,笔者采用薄片观察、扫描电镜观察、高压压汞实验、核磁共振实验和气—水相相对渗流实验方法,研究主力致密砂岩气藏的微观结构和渗流特征差异,分析气藏条件下低原始含水饱和度的水锁伤害特征及主控因素,为气藏压裂液返排优化和排泡、气举等实施,以及快速提高单井产能提供地质依据。

1 区域地质概况

鄂尔多斯盆地蕴藏石油、天然气、煤和砂岩型铀矿等矿产资源,资源潜力巨大^[35-39]。神木气田地处陕西省榆林市榆阳区 and 神木县,构造隶属鄂尔多斯盆地次级构造单元伊陕斜坡的东北部(见图 1),现今构造呈平缓的北西—南东向西倾单斜形态,倾角不足 1°。神木气田在上古生界含气层位多,主力产层为二叠统太原组、山西组和石盒子组 8 段(盒 8 段)。沉积环境由海陆过渡相向河流—三角洲环境逐渐演变^[6,14],

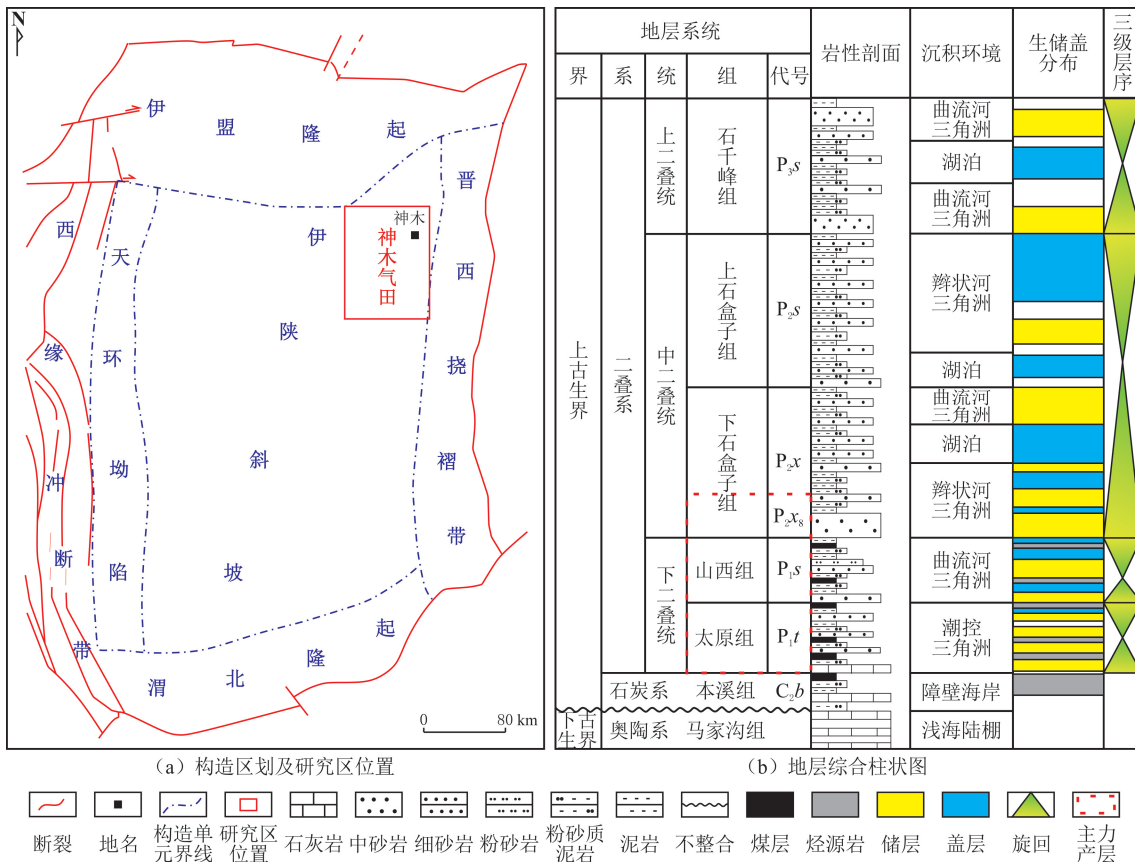


图 1 鄂尔多斯盆地构造区划、研究区位置及地层综合柱状图

Fig. 1 Tectonic division, location of the study area and comprehensive stratigraphic column of the Ordos Basin

砂体展布范围逐步扩大,(分流)河道微相奠定储层发育的基础^[40]。气藏类型定义为低产、特低丰度的中深层特大型致密砂岩气藏,具有广覆式生烃特征^[6],气源来自本溪组、太原组和山西组煤系烃源岩的热演化^[41],压力属于常压—低压系统,主力产层遵循近源充注聚集成藏模式。气藏压力主要采取排泡、柱塞等排水采气措施,受压降和压裂液伤害影响,产能递减较快。

2 主力产层储层基本特征

2.1 样品及实验条件

研究区数据分为收集和实验测试两部分,收集部分包括薄片样品资料 3 230 份、扫描电镜照片 648 张和 X 线衍射统计资料 430 份;实验测试岩心样品分别选自研究区太原组 10 块、山西组 8 块和盒 8 段 9 块。在每块岩心上钻取两段柱塞样,其中覆压孔隙度、渗透率测试遵循标准使用氦气,采用平行实验方法分别完成高压压汞、核磁共振及气—水相相对渗流实验。高压压汞实验首先将样品在 105 ℃ 温度下烘干 24 h 至质量恒定,随后抽真空进行实验。核磁共振实验首先将柱塞样抽真空后加压饱和盐水,为防止岩心结构损坏,饱和压力不超过 20 MPa,利用湿重和干重的质量差计算核磁孔隙度,饱和盐水属于非润湿相,随后按照离心力 417 psi 测试得到弛豫时间(T_2)谱,控制温度为 35 ℃,等待时间为 6 s,回波间隔为 0.2 ms,扫描次数为 128 次,回波数为 4 100 个,接受增益 100%。气—水相相对渗流实验选取柱塞样通过非稳态法完成,完成抽真空饱和地层水后,利用驱替泵施加压力使地层水通过岩样,待驱替岩样进出口压差和流量稳定后,测定水相渗透率,控制偏差小于 3%,以水相渗透率作为气—水相相对渗透率的基础;随后根据不同样品选取合适的驱替压差,克服末端效应并无紊流形成,气驱替水的过程控制在 7~30 mL/min 之间,记录驱替压力和产气量,至残余水状态后,测定有效相对渗透率,控制温度为 24 ℃,氮气和水的黏度分别为 0.017 5 和 0.997 0 mPa·s。

2.2 岩石学特征

2.2.1 岩石矿物组分特征

神木气田主力产层岩性以岩屑石英砂岩和岩屑砂岩为主,其次为石英砂岩(见表 1 和图 2)。骨架矿物组分存在差异,其中太原组石英质量分数最高(平均为 66.38%),其次为山西组与盒 8 段的,主力产层自下而上石英质量分数呈降低趋势;长石质量分数变化趋势相反,盒 8 段的最高(平均为 0.91%),其次是山西组和太原组的。

神木气田主力产层填隙物质量分数见表 1。太原组伊利石质量分数最高,为 9.88%,高岭石质量分数最低,反映伊利石化相对较强;相较于海陆过渡环境发育的太原组,河流—三角洲背景下发育的山西组与盒 8 段填隙物质量分数相似,其中山西组高岭石质量分数较高,为 2.45%,盒 8 段绿泥石填隙物和绿泥石环边胶结发育较多;主力产层自下而上方解石和铁方解石质量分数增大,白云石和铁白云石质量分数减小,反映由海相向陆—湖相递变的演化过程。

表 1 神木气田主力产层填隙物质量分数

| 层位 | w(高岭石) | w(伊利石) | w(绿泥石) | w(绿泥石膜) | w(凝灰质) | w(方解石) | w(铁方解石) | w(白云石) | w(铁白云石) | w(菱铁矿) | w(硅质) | w(黄铁矿) |
|-------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|---------|--------|---------|--------|-------|--------|
| 太原组 | 0.86 | 9.88 | 0.34 | 0.40 | 0.29 | 0.03 | 0.18 | 0.17 | 3.83 | 0.74 | 1.62 | 0.25 |
| 山西组 | 2.45 | 6.85 | 0.11 | 0.17 | 0.38 | 0.44 | 1.11 | 0.03 | 1.03 | 1.03 | 3.83 | 0.04 |
| 盒 8 段 | 2.01 | 6.98 | 0.50 | 0.60 | 0.71 | 0.53 | 1.46 | 0 | 0.05 | 0.03 | 2.77 | 0 |

2.2.2 黏土矿物特征

研究区 X 线衍射得到的黏土矿物质量分数与薄片统计填隙物质量分数差异一致,太原组以伊利石为主,山西组以高岭石为主,盒 8 段主要发育绿泥石和高岭石(见表 2)。镜下可见黏土矿物胶结充填粒间孔和溶蚀孔,局部保留部分残余粒间孔和晶间孔(见图 3)。由于黏土矿物易敏感,盒 8 段水敏程度在主力产层中最强;其次是山西组的;太原组混层黏土矿物质量分数相对较低,水敏性较弱,伊利石质量分数相对较

高,在投产井速敏影响下可能迅速引起含水率上升,从而降低渗流能力。

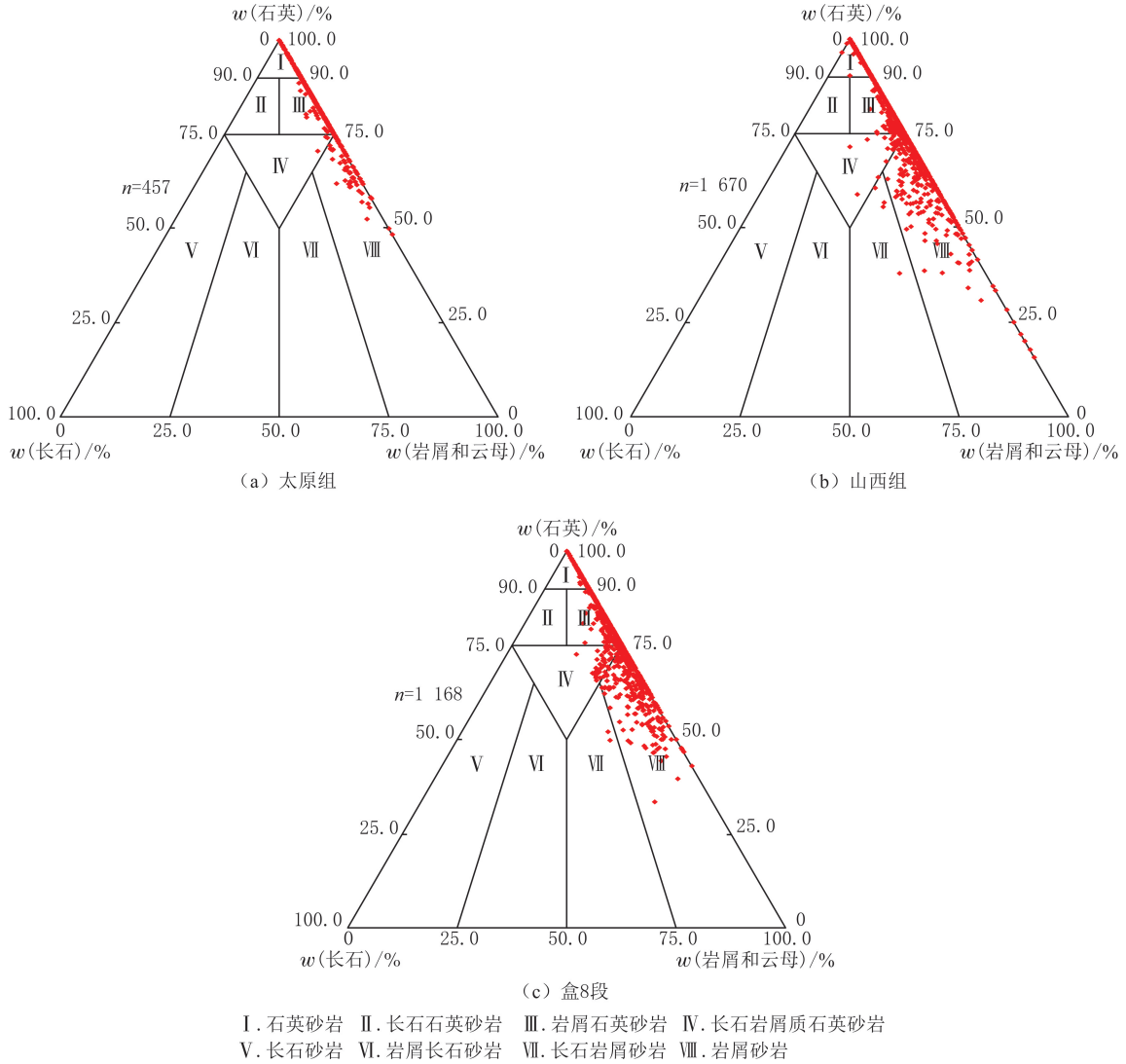


图 2 研究区主力产层矿物组分三端元图

Fig. 2 Triangular diagram of the skeletal mineral composition of each main production layer in the study area

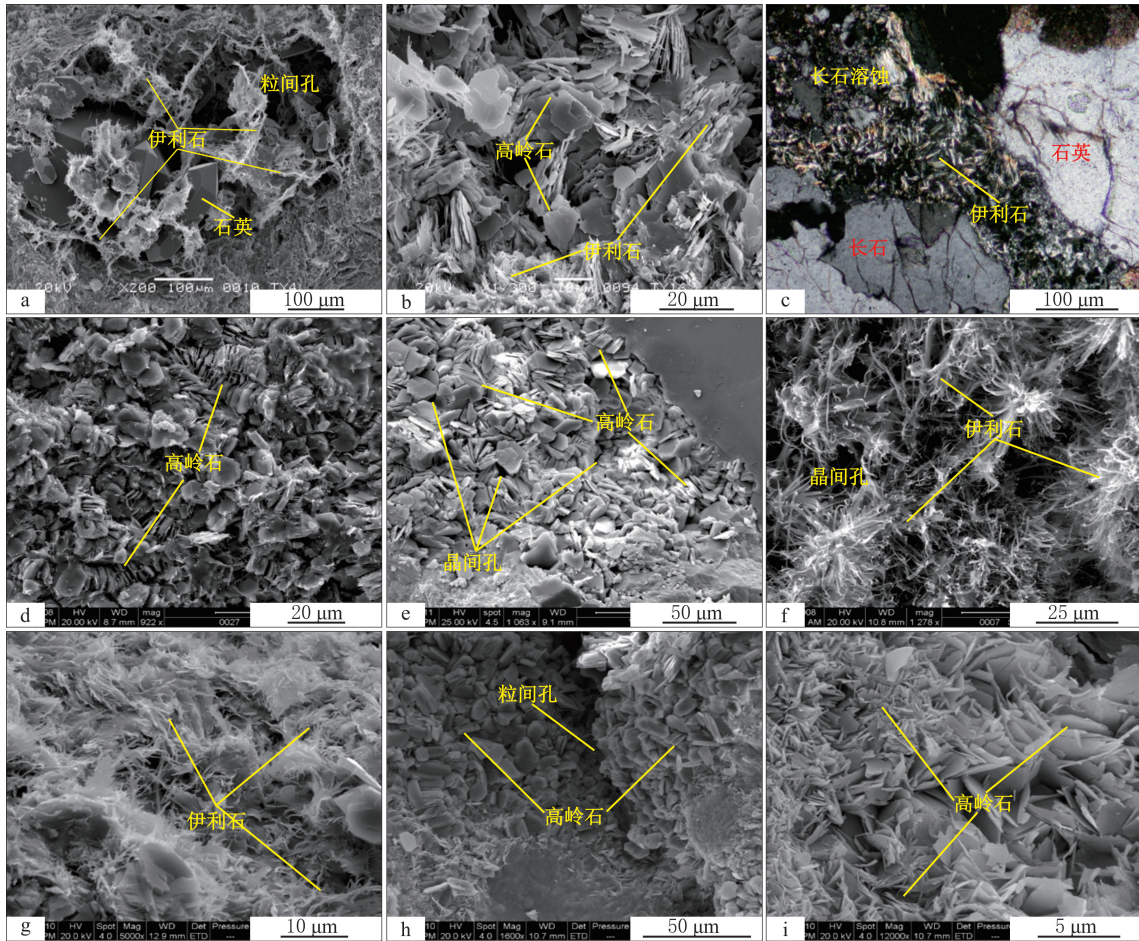
表 2 神木气田主力产层黏土矿物质量分数

Table 2 The clay mineral contents in the main production layers of the Shenmu Gas Field

| 层位 | w(伊利石)/% | w(伊/蒙混层)/% | w(高岭石)/% | w(绿泥石)/% | 伊/蒙混层比 |
|-------|----------|------------|----------|----------|--------|
| 太原组 | 81.56 | 0.01 | 17.11 | 1.32 | <10 |
| 山西组 | 24.16 | 0.16 | 70.11 | 5.57 | <10 |
| 盒 8 段 | 28.95 | 4.71 | 34.27 | 32.07 | <10 |

2.2.3 储集空间与岩石结构特征

神木气田主力产层的主要储集空间类型为岩屑溶孔,其次为粒间孔和晶间孔(见表 3)。太原组粒间孔、晶间孔和微裂缝占比最少;山西组与盒 8 段储集空间分布占比近似,其中山西组粒间孔和粒间溶孔占比较高,盒 8 段晶间孔、岩屑和长石溶孔占比较高。岩石结构方面,各主力产层差异不大,其中支撑类型以颗粒支撑为主,占比为 90.50%;接触方式以线接触为主,占比为 80.20%;分选以中等—好为主,占比为 90.10%;磨圆以次棱为主,占比为 69.40%,其次是次圆,占比为 28.70%;胶结类型以孔隙型胶结为主,占比为 60.70%,其次是加大—孔隙型,占比为 9.60%。



(a) Fu1井, 太原组, 2 109.57 m, 粒间充填伊利石; (b) Fu5井, 太原组, 2 127.20 m, 高岭石向丝缕状伊利石转化; (c) Shuang12井, 太原组, 2 504.50 m, 长石溶蚀被叶丝状伊利石充填; (d) Mi33井, 山西组, 2 441.67 m, 书页状高岭石; (e) Yu87井, 山西组, 2 524.73 m, 高岭石填充粒间孔, 晶间孔发育; (f) Shuang81井, 山西组, 2 397.13 m, 蚀变的发丝状伊利石; (g) Mi31井, 盒8段, 2 301.10 m, 丝缕状伊利石塔桥式生长; (h) Shuang11井, 盒8段, 2 265.40 m, 高岭石胶结附着颗粒表面, 可见粒间孔; (i) Shuang11井, 盒8段, 2 265.40 m, 针叶状绿泥石胶结

图 3 神木气田主力产层黏土矿物形态特征

Fig. 3 Characteristics of clay mineral morphology in the main production layers of the Shenmu Gas Field

表 3 神木气田主力产层储集空间类型占比

Table 3 Percentage of storage space types in the main production layers of the Shenmu Gas Field %

| 层位 | 粒间孔 | 晶间孔 | 微裂缝 | 粒间溶孔 | 岩屑溶孔 | 长石溶孔 | 杂基溶孔 |
|-------|-------|-------|------|------|-------|------|------|
| 太原组 | 2.55 | 2.44 | 0.02 | 4.86 | 83.40 | 6.07 | 0.15 |
| 山西组 | 15.59 | 14.32 | 2.65 | 9.56 | 51.04 | 5.36 | 0.33 |
| 盒 8 段 | 11.59 | 17.03 | 2.44 | 3.30 | 53.37 | 7.28 | 0.31 |

2.3 孔喉结构特征

2.3.1 孔喉结构参数

研究区太原组孔喉尺度较大,排驱压力最低,中值半径和喉道半径最大;山西组排驱压力较高,中值半径和喉道半径较小。太原组最大汞饱和度和退汞效率相对较低,反映孔喉连通较差;山西组与盒 8 段孔喉连通程度近似,山西组中值半径略小,平均喉道半径和孔喉连通程度较强,渗流能力比盒 8 段的好。孔喉结构非均质方面,太原组均质因数最大且分选因数较高,反映孔喉结构较为均质;盒 8 段非均质性最强;山西组非均质性次之(见表 4)。

表 4 神木气田主力产层毛细管压力平均测试参数

Table 4 Characteristic parameters of capillary pressure tests in the main production layers of the Shenmu Gas Field

| 层位 | 孔隙度/ % | 渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | 排驱压力/ MPa | 中值半径/ μm | 喉道半径/ μm | 最大汞饱和度/ % | 退汞效率/ % | 分选 因数 | 歪度 | 峰态 | 均质因数 |
|-------|-----------|---------------------------------|--------------|------------------------|------------------------|--------------|------------|----------|------|------|------|
| 太原组 | 9.02 | 0.54 | 0.91 | 0.31 | 0.098 | 79.44 | 32.74 | 2.65 | 1.24 | 2.87 | 0.17 |
| 山西组 | 8.99 | 0.44 | 1.22 | 0.16 | 0.073 | 83.25 | 41.67 | 2.49 | 1.23 | 2.63 | 0.12 |
| 盒 8 段 | 9.03 | 0.25 | 1.08 | 0.19 | 0.057 | 83.27 | 38.20 | 2.28 | 1.34 | 2.54 | 0.10 |

2.3.2 毛细管压力曲线特征

在研究区主力产层分别选取 3 块毛细管压力曲线特征差异较大的样品,其中最大进汞饱和度相差可达 20%,排驱压力在 1~5 MPa 之间,太原组 A15 样品排驱压力较低、曲线平缓低平(见图 4(a));山西组样品排驱压力差异不大,最大进汞饱和度差异极大(见图 4(b));盒 8 段样品平台较短,压力快速升至 10 MPa(见图 4(c))。根据孔喉半径分布对应的渗透率贡献,各层位的主流孔喉半径差异较大,在 0.5~5.0 μm 之间快速变化(见图 4)。在致密砂岩气藏中,主流孔喉半径通常对应主流喉道半径,主流孔喉半径尺度差异是影响渗透率贡献的重要因素。

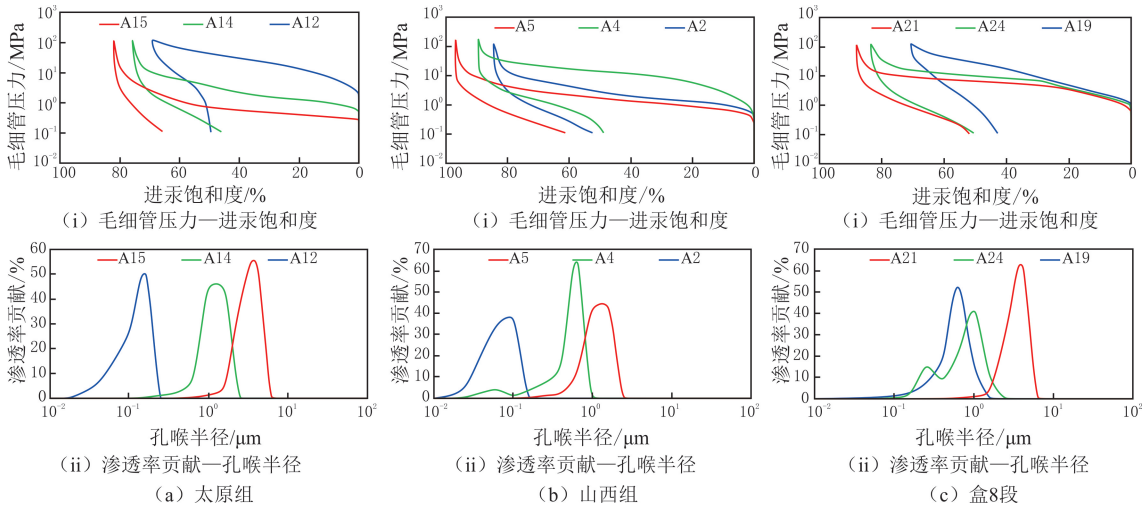


图 4 神木气田主力产层毛细管压力曲线和孔喉半径分布

Fig. 4 Capillary pressure curves and pore-throat radius distribution in the main production layers of the Shenmu Gas Field

3 可动流体赋存、相对渗流和水锁特征

3.1 可动流体赋存特征

神木气田主力产层核磁共振岩心实验参数见表 5。太原组可动流体赋存程度明显高于山西组和盒 8 段的。受孔喉结构相对较差影响,盒 8 段样品的平均核磁束缚水饱和度最高。在抽真空饱和地层水时,受饱和过程压力难以突破毛细管压力影响,部分微米级和纳米级孔喉难以饱和,相较于低界面张力条件下覆压饱和气的探测尺度偏低,核磁共振岩心实验测得的孔隙度普遍低于气测孔隙度。山西组测得的核磁孔

表 5 神木气田主力产层核磁共振岩心平均实验参数

Table 5 NMR parameters in the main production layers of the Shenmu Gas Field

| 层位 | 气测孔隙度/ % | 气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | 可动流体饱和度/ % | 核磁束缚水饱和度/ % | 核磁孔隙度/ % | 可动流体有效孔隙度/ % | T_2 / ms |
|-------|-------------|-----------------------------------|---------------|----------------|-------------|-----------------|---------------|
| 太原组 | 9.02 | 0.54 | 59.17 | 40.83 | 6.18 | 3.90 | 7.29 |
| 山西组 | 8.99 | 0.44 | 35.88 | 64.12 | 6.88 | 2.50 | 4.40 |
| 盒 8 段 | 9.03 | 0.25 | 32.50 | 67.50 | 5.86 | 2.00 | 4.32 |

隙度相对较高,太原组的次之。可动流体有效孔隙度代表可动流体渗流的有效孔隙空间,反映油藏真实驱替过程中可动用部分孔隙的发育程度。太原组平均可动流体有效孔隙度最大,其次是山西组和盒 8 段的,反映太原组的可动孔隙空间半径较大,山西组的次之,盒 8 段的可动孔隙空间半径最小,大部分孔隙空间被不可动用的孔喉占据。

太原组 T_2 谱主峰以右偏为主,反映较大的孔隙空间尺度,与可动流体的有效孔隙较大相符(见图 5(a));山西组与盒 8 段 T_2 谱主峰以左偏为主,反映相对较小的孔隙尺度(见图 5(b));对于盒 8 段部分样品, T_2 谱呈左偏单峰特征,对应较少的可动孔隙空间和较低的可动流体饱和度(见图 5(c))。

由于 T_2 谱分布与高压压汞孔喉半径相关关系较好^[42],转化后能够代表孔喉半径的分布,盒 8 段部分样品的主峰 T_2 在 1 ms 附近(见图 5(c)),相比其他层位样品的较小,对应较低的主流孔喉半径。

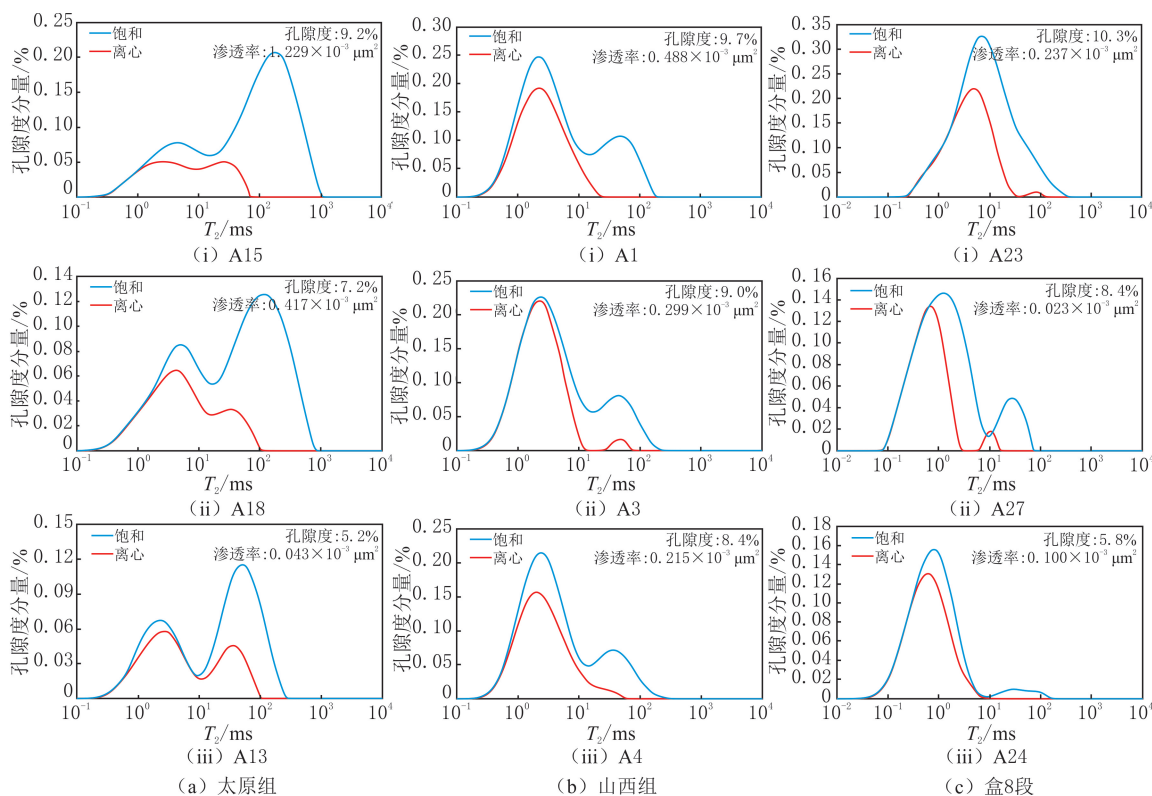


图 5 神木气田主力产层典型核磁共振岩心实验 T_2 谱分布

Fig. 5 Typical T_2 spectrum distribution from NMR experiments in the main production layers of the Shenmu Gas Field

3.2 气—水相相对渗流特征

受进出口压差较小影响,相对渗流实验测得的束缚水饱和度总体小于核磁共振实验的(见表 6)。束缚水时,盒 8 段气相相对渗透率较大,其次是山西组和太原组的。残余气时,各层位平均含水饱和度与水相相对渗透率较为接近。盒 8 段等渗点含水饱和度最高,其次是山西组和太原组的,反映盒 8 段在同期见

表 6 神木气田主力产层气—水相相对渗流平均实验参数

Table 6 The gas-water relative permeability experimental parameters in the main production layers of the Shenmu Gas Field

| 层位 | 核磁束缚水 饱和度/ % | 相渗束缚水 饱和度/ % | 束缚水时气相 相对渗透率 | 残余气时含水 饱和度/ % | 残余气时水相 相对渗透率 | 等渗点含水 饱和度/ % | 等渗点气—水相 相对渗透率 |
|-------|--------------------|--------------------|-----------------|---------------------|-----------------|--------------------|------------------|
| 太原组 | 40.83 | 36.46 | 0.34 | 91.05 | 0.90 | 70.17 | 0.07 |
| 山西组 | 64.12 | 48.76 | 0.36 | 91.55 | 0.90 | 72.99 | 0.08 |
| 盒 8 段 | 67.50 | 52.46 | 0.43 | 92.73 | 0.90 | 75.76 | 0.06 |

水略快于其他层位的。盒 8 段等渗点气—水相相对渗透率最低,其次为太原组的,山西组的最高,反映渗流能力相对较好。盒 8 段在束缚水时气相具有较好的渗流能力,随含水饱和度升高,气相渗流能力下降较快。山西组气相渗流能力略强于太原组的,受孔喉结构影响,山西组束缚水饱和度偏高,可动气量较低。受主力产层润湿性呈亲水特征的影响,水敏和应力敏感使储层渗流能力下降。

研究区典型气—水相相对渗流曲线特征见图 6。太原组束缚水饱和度较低且渗流能力较强的样品在等渗点处相对渗透率较高(见图 6(a));山西组的相渗曲线特征差异相对较小,等渗点含水饱和度较太原组的明显偏大(见图 6(b));盒 8 段的相渗曲线特征差异较大,其中渗流能力较差的样品束缚水饱和度极高,等渗点相对渗透率极低,共渗三角区面积积极小,反映渗流能力较山西组和太原组的明显偏低(见图 6(c))。盒 8 段束缚水饱和度最高,山西组的次之,太原组的最低。

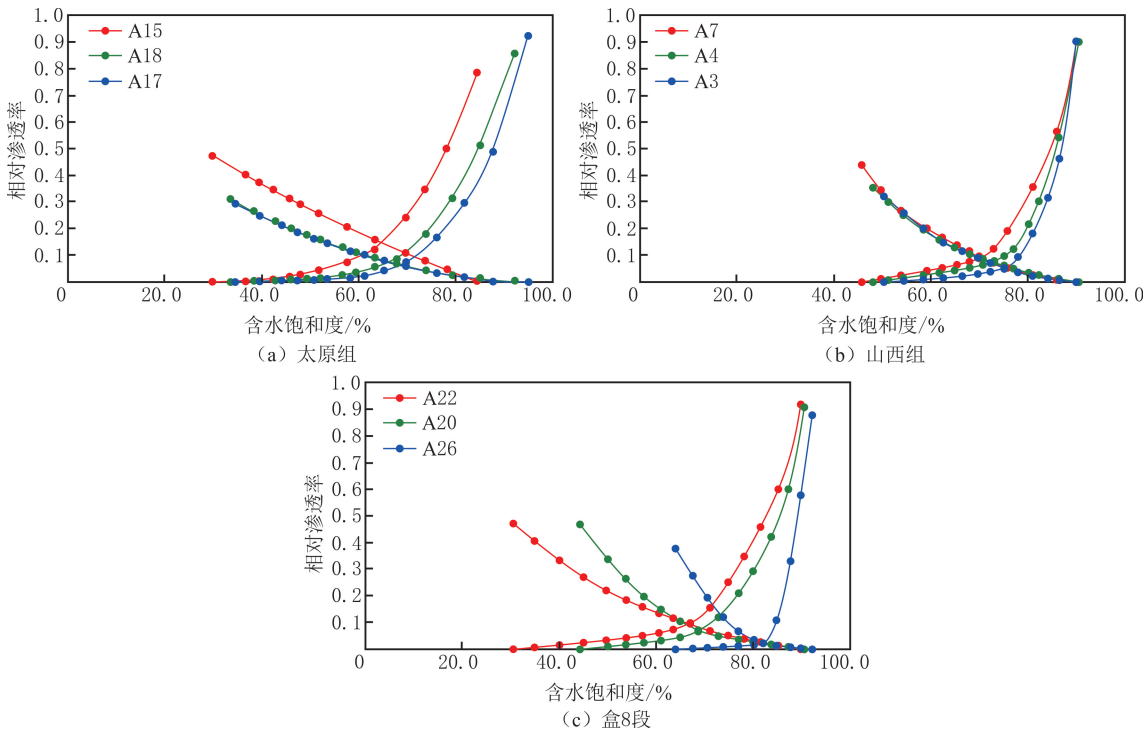


图 6 神木气田主力产层典型气—水相相对渗流曲线特征

Fig. 6 Typical gas-water relative permeability curves in the main production layers of the Shenmu Gas Field

3.3 超低原始含水饱和度水锁特征

样品密闭取心资料显示,原始含水饱和度明显低于常规取心测得的含水饱和度(见图 7),常规取心的含水饱和度在 34%~49%之间,密闭取心的含水饱和度在 10%~20%之间,存在超低原始含水饱和度现象^[43],随工作液侵入,储层含水饱和度增加、气相渗透率快速下降,造成水锁伤害。

引入水锁指数(D_R)作为水锁伤害评价指标,还原地层条件下原始含水饱和度(S_{wi})小于束缚水饱和度(S_{wirr})时,水锁造成的渗透率降低程度。考虑措施阶段油气返排外来工作液的过程,可近似等效为天然气驱替水相柱塞使含水饱和度下降而达到束缚水饱和度的过程,其中大于束缚水饱和度的部分属于可动孔隙流体,可解除,为暂时性水锁;低于束缚水饱和度直到原始含水饱和度的部分,属于不可动孔隙流体,难以解除,为永久性水锁。太原组 A18 样品气—水相相对渗流曲线及水锁计算方法解释见图 8(其中, K_{rg} 为气相相对渗透率; K_{rw} 为水相相对渗透率; K_{gei} 为原始含水饱和度对应的有效气相渗透率; K_{geb} 为束缚水饱和度对应的有效气相渗透率)。由图 8 可知,首先将气相相对渗透率曲线做对数拟合进行反向延伸;然后以密闭取心得到的含水饱和度作为原始含水饱和度,根据拟合曲线计算含水饱和度对应的气相相对渗透率,与样品干样时的气测渗透率相乘得到原始含水饱和度对应的有效气相渗透率,采用同样方式计算束缚水饱和度对应的有效气相渗透率;最后利用两个对应的渗透率计算水锁指数(永久性水锁条件)。

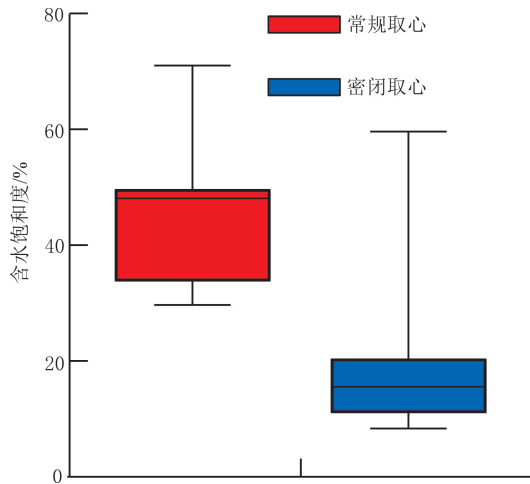


图 7 神木气田主力产层样品密闭取心和常规取心含水饱和度分布箱型图

Fig. 7 Boxplot of water saturation distribution for sealed and conventional core samples in the main production layers of the Shenmu Gas Field

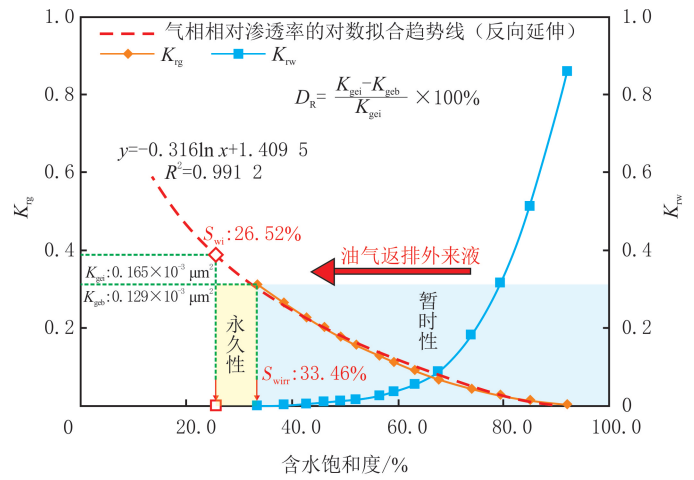


图 8 研究区太原组 A18 样品气—水相相对渗流曲线及水锁计算方法解释

Fig. 8 Gas-water relative permeability curve for sample A18 and principle of the water-blocking calculation method in study area

研究区主力产层相渗束缚水和密闭取心饱和度变化较大,其中山西组和盒 8 段水锁部分含水饱和度相对较大(平均大于 30.00%) (见表 7),孔喉结构相对较差;太原组水锁部分饱和度较小(平均为 17.78%),孔喉结构较好且渗流能力较强,少量束缚水难以突破毛细管压力。太原组样品束缚水和原始含水饱和度对应的气相渗透率大于山西组和盒 8 段的,表明无水期气相渗流能力相对较强,是大孔喉较为发育的结果。盒 8 段样品水锁指数最高,其次为山西组和太原组的,反映盒 8 段水锁伤害最严重,降低界面张力、调整润湿性是减小毛细管压力束缚、解除暂时性水锁的主要方式。

表 7 神木气田主力产层水锁指数

Table 7 The water-blocking indices for the main production layers in the Shenmu Gas Field

| 层位 | $S_{wirr}/\%$ | $S_{wi}/\%$ | $(S_{wirr} - S_{wi})/\%$ | $K_{geb}/10^{-3} \mu m^2$ | $K_{gei}/10^{-3} \mu m^2$ | $D_R/\%$ |
|-------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|
| 太原组 | $\frac{29.73 \sim 49.16}{36.46}$ | $\frac{10.24 \sim 26.52}{18.68}$ | $\frac{6.94 \sim 31.78}{17.78}$ | $\frac{0.01 \sim 0.58}{0.21}$ | $\frac{0.01 \sim 0.93}{0.33}$ | $\frac{21.57 \sim 48.15}{36.63}$ |
| 山西组 | $\frac{46.79 \sim 50.84}{48.76}$ | $\frac{8.39 \sim 18.26}{12.53}$ | $\frac{32.58 \sim 39.08}{36.22}$ | $\frac{0.07 \sim 0.27}{0.16}$ | $\frac{0.13 \sim 0.36}{0.26}$ | $\frac{18.87 \sim 48.67}{39.87}$ |
| 盒 8 段 | $\frac{30.88 \sim 71.03}{52.46}$ | $\frac{10.19 \sim 59.65}{21.77}$ | $\frac{11.38 \sim 48.09}{30.69}$ | $\frac{0.01 \sim 0.48}{0.12}$ | $\frac{0.01 \sim 0.66}{0.2}$ | $\frac{27.04 \sim 48.46}{41.99}$ |

注: $\frac{\text{最小} \sim \text{最大}}{\text{平均}}$

4 讨论

4.1 渗流特征差异成因

4.1.1 孔喉结构

研究区致密砂岩气藏微观孔喉结构控制可动流体赋存。孔喉尺寸方面,由于致密气藏孔隙总体较为细小、喉道相对狭窄,孔喉间的毛细管压力对可动流体的赋存影响较强,导致气体无法克服毛细管压力束缚而形成流动。其中以孔喉半径为代表的孔喉结构尺度参数,对可动流体的有效孔隙度和饱和度影响显著(见图 9(a-b)),与代表可动孔隙大小的 T_2 谱截止值具有较好相关关系(见图 9(c))。孔喉结构非均质方面,均质因数反映孔喉的集中程度,当平均孔喉半径接近最大孔喉半径时,均质因数增大,可动流体有效孔隙度增大,代表流体的可流动性增强(见图 9(d))。当分选变差、孔隙分布不均匀时,非均质性增强,可动流体饱和度降低(见图 9(e)),孔喉结构非均质对流体可流动性存在破坏作用^[44]。退汞效率代表非润湿

相的毛细管效应采收率,反映连通孔隙和喉道在孔喉总体积的占比,孔喉结构连通性越强,可动流体饱和度越高(见图 9(f))。

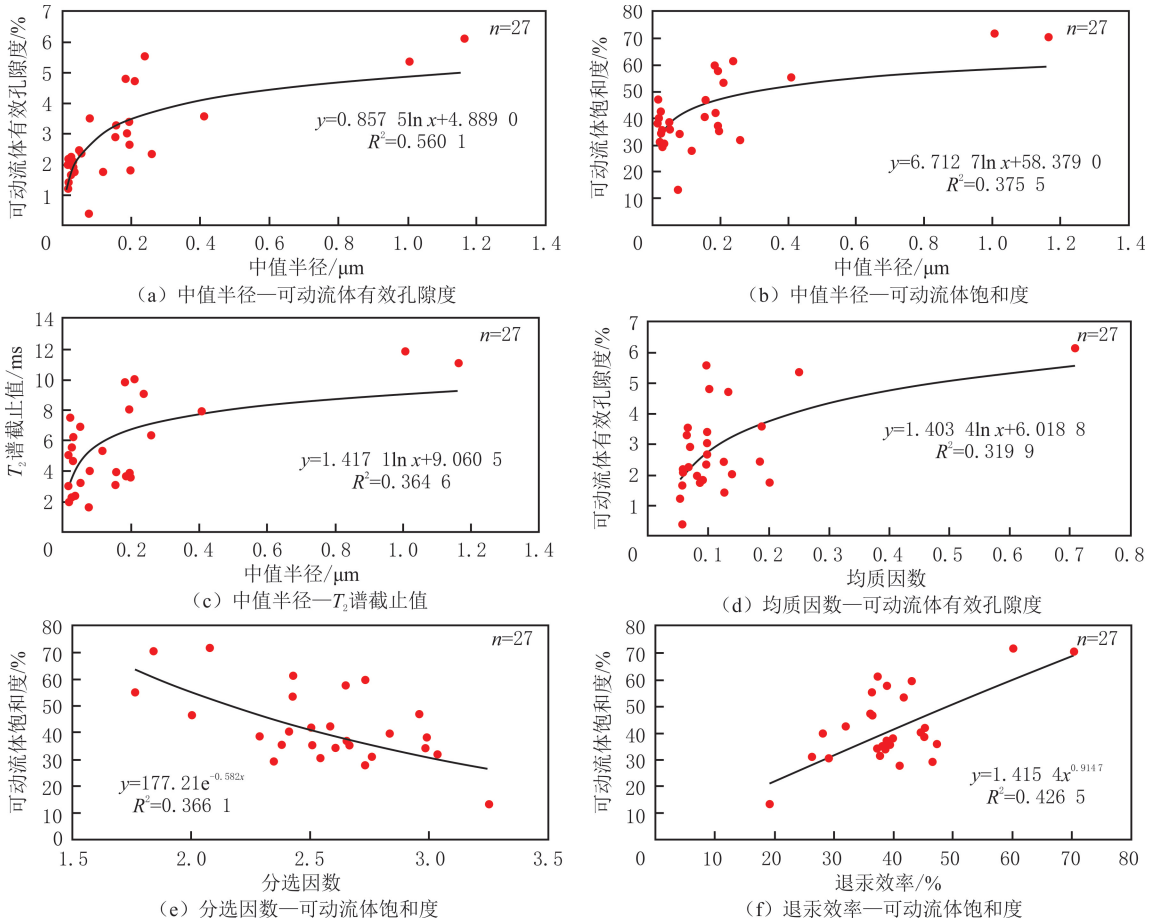


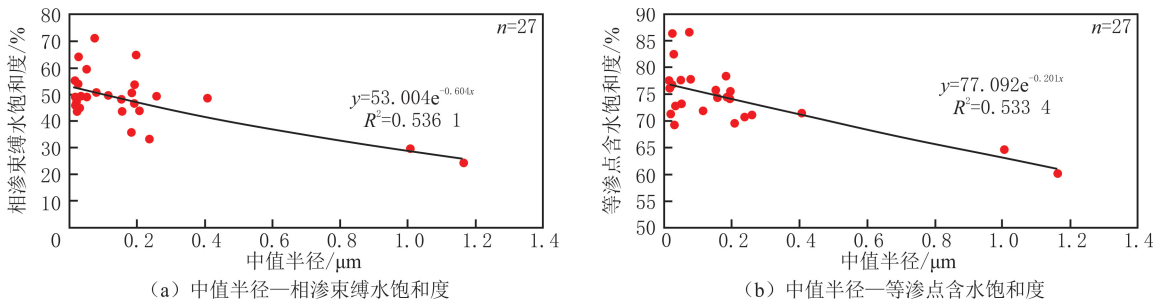
图 9 研究区致密砂岩气藏微观孔喉结构对可动流体赋存的影响

Fig. 9 Influence of pore-throat structures on movable fluid distribution in tight sandstone gas reservoirs in the study area

4.1.2 气—水相相对渗流能力

孔喉结构特征差异影响气—水相相对渗流能力。孔喉半径越大,束缚水饱和度越低(见图 10(a)),等渗点气—水相相对渗透率越大,反映气的渗流较强,等渗点含水饱和度越低(见图 10(b-c))。

最大进汞饱和度越高,代表连通孔隙和喉道发育越多,流体的可流动性较强,束缚流体的饱和度降低(见图 10(d))。孔喉结构非均质和连通性影响气—水相相对渗流,当孔喉结构越均质、连通程度更强时,等渗点气—水相相对渗透率显著增大,渗流能力明显提升(见图 10(e-f))。在孔喉结构约束基础上,可动流体的赋存对气—水相相对渗流存在控制作用,当可动流体饱和度越高、可动流体有效孔隙度越大、 T_2 谱截止值越大时,气—水相相对渗透率呈增大趋势,渗流趋于容易,代表优质孔喉提升渗流能力(见图 10(g-i))。



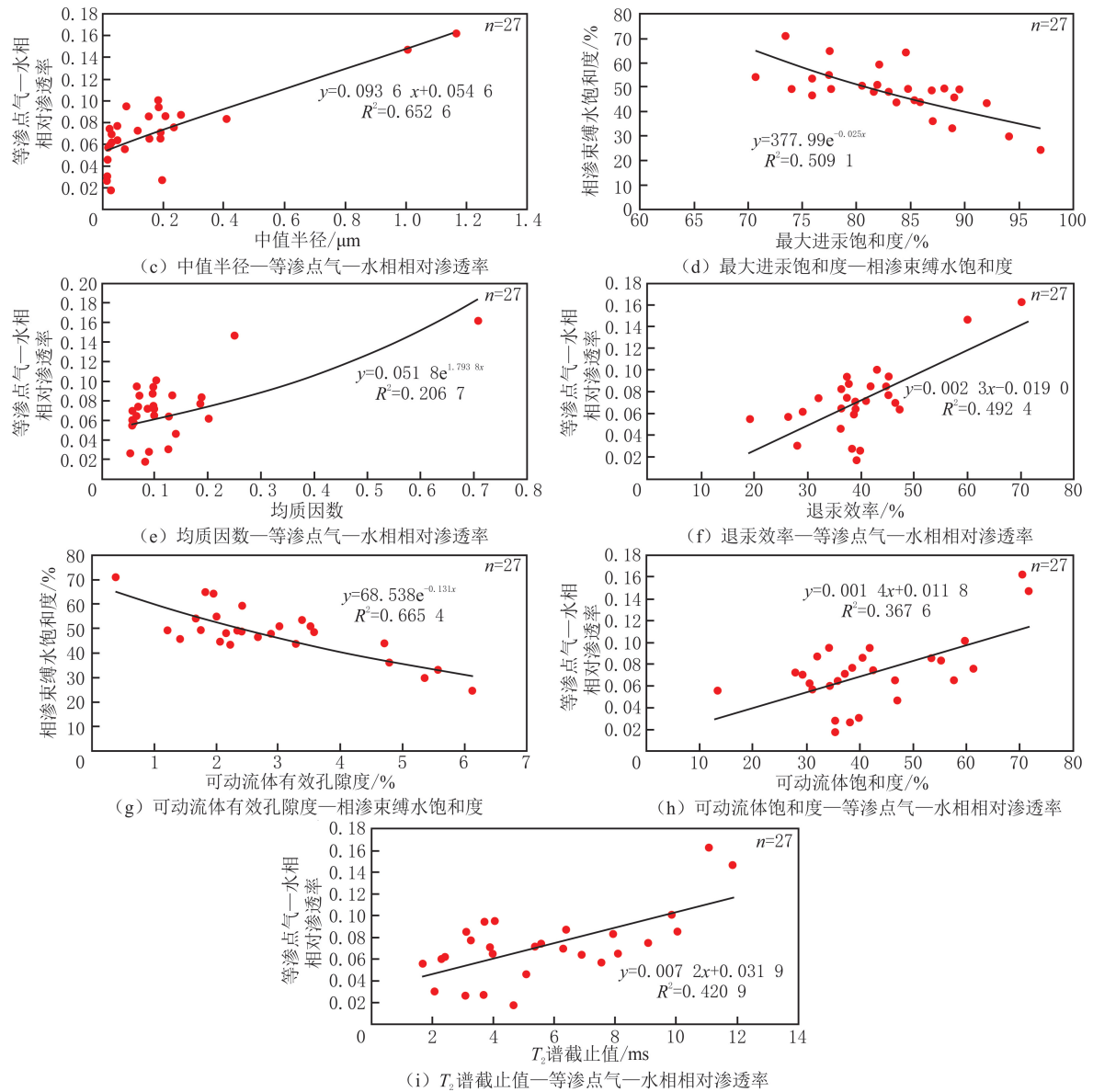


图 10 研究区致密砂岩气藏微观孔喉结构对气—水相相对渗流能力的影响

Fig. 10 Influence of pore-throat structures on gas-water relative permeability in tight sandstone gas reservoirs in the study area

4.2 水锁伤害主控因素

4.2.1 孔喉结构及可动流体赋存条件

研究区孔喉结构及其影响下的可动流体赋存差异是水锁伤害的主控因素之一(见图 11)。随孔喉结构尺度、非均质和连通性变好,连通孔隙附近的喉道产生的毛细管压力减小,死孔隙中的束缚流体减少、流体流动性增强,成藏期和调整期饱和进入储层的气相不再被束缚,水锁伤害趋于下降。

4.2.2 气—水相相对渗流能力

气—水相相对渗流能力是决定水锁伤害程度的主控因素之一。随束缚水时的等渗点处气相相对渗流能力增强,对应位置的气相饱和和体积增大,水锁伤害指数呈下降趋势(见图 12(a-f)),气相在不同时刻的相对渗流能力控制被水锁部分的含气体积,当原始渗透率越高、原始含水饱和度与水锁伤害后的束缚水饱和度之差越小时,水锁伤害越低,原始气相渗透率与束缚水时的气相渗透率差异较小(见图 12(g-i))。随储层射开过程拉高井筒附近含水饱和度,采用工艺措施优化气相渗透率的下降速度,避免快速饱和度地层水

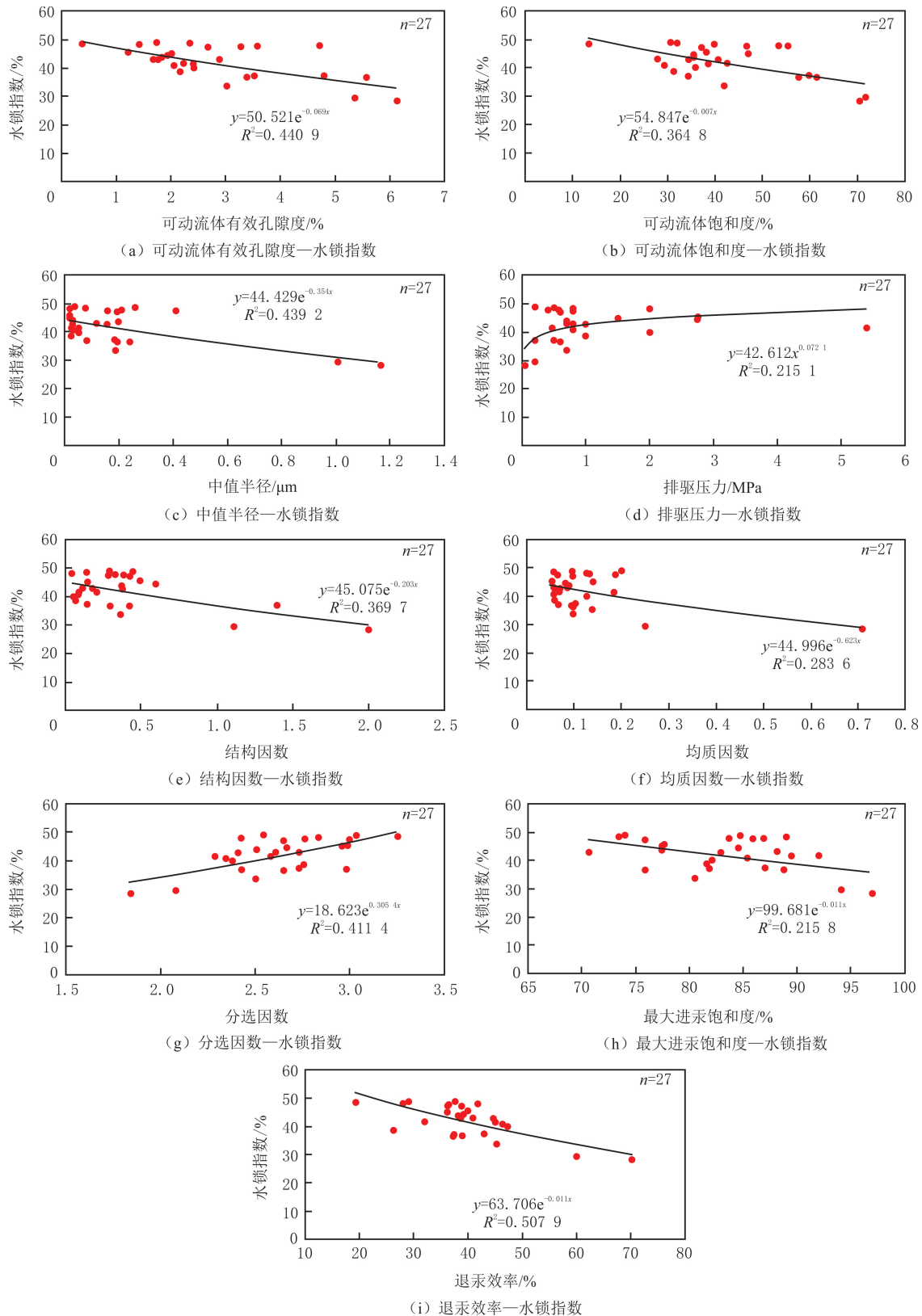


图 11 研究区微观孔喉结构与可动流体赋存差异对水锁伤害的影响

Fig. 11 Influence of differences in pore-throat structures and movable fluid distribution on water-blocking damage in the study area

或工作液。在返排工作液时,若能快速提高气相渗透率、维持相对较低的毛细管压力束缚状态,对解除由

工作液侵入和初期自发渗吸而导致暂时性水锁具有建设性^[45]。

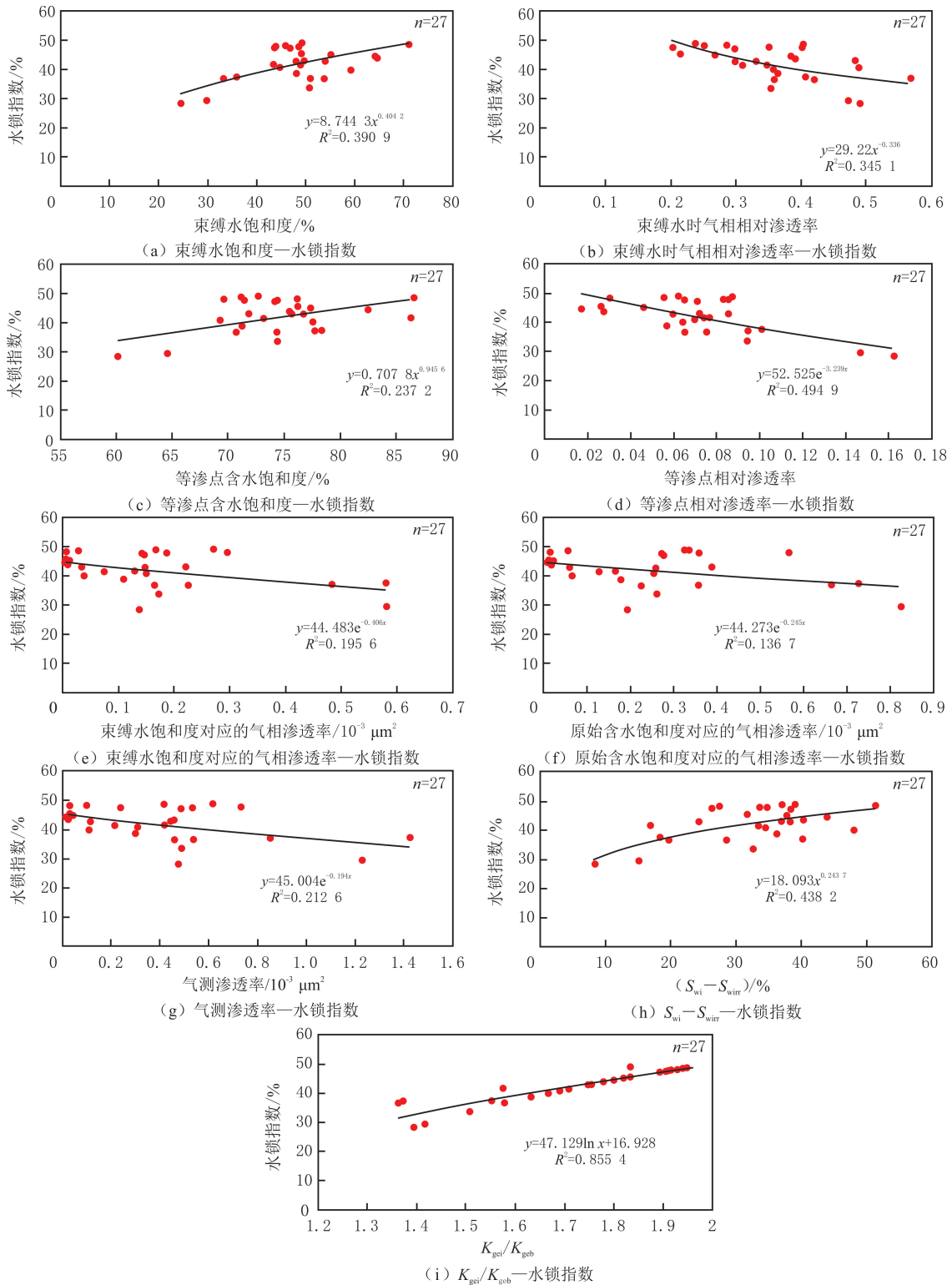


图 12 研究区气—水相相对渗流能力对水锁伤害的影响

Fig. 12 Influence of gas-water relative permeability on water-blocking damage in the study area

4.2.3 生产压差

在生产阶段,受工作液毛细管压力和泵注压力影响,水相快速进入致密砂岩气藏,研究区属于常压—低压气藏压力系统,地层自身的驱动力不足以排出外来液体,需要考虑生产压差对水锁伤害的影响。利用

高压压汞实验毛细管压力和相对渗流实验气驱压力,拟定生产压差。利用 Laplace 方程将高压压汞实验测得的平均喉道半径转化为平均毛细管压力,将气—水相相对渗流实验测得的气驱压力等效为生产压力,二者之差可以近似等效为生产压差。随平均毛细管压力增大,水锁指数升高(见图 13(a)),研究区大部分样品的气驱压力远小于平均毛细管压力(见图 13(b)),需要施加相对较大的压力克服生产压差(平均为 13.2 MPa)。当气驱压力增大时,反映孔喉结构变差,对应的水锁指数进一步提升(见图 13(c));当生产压差增大时,水锁指数升高(见图 13(d));当致密化程度较高的样品为克服毛细管压力解除暂时性水锁时,需要增加生产压差。

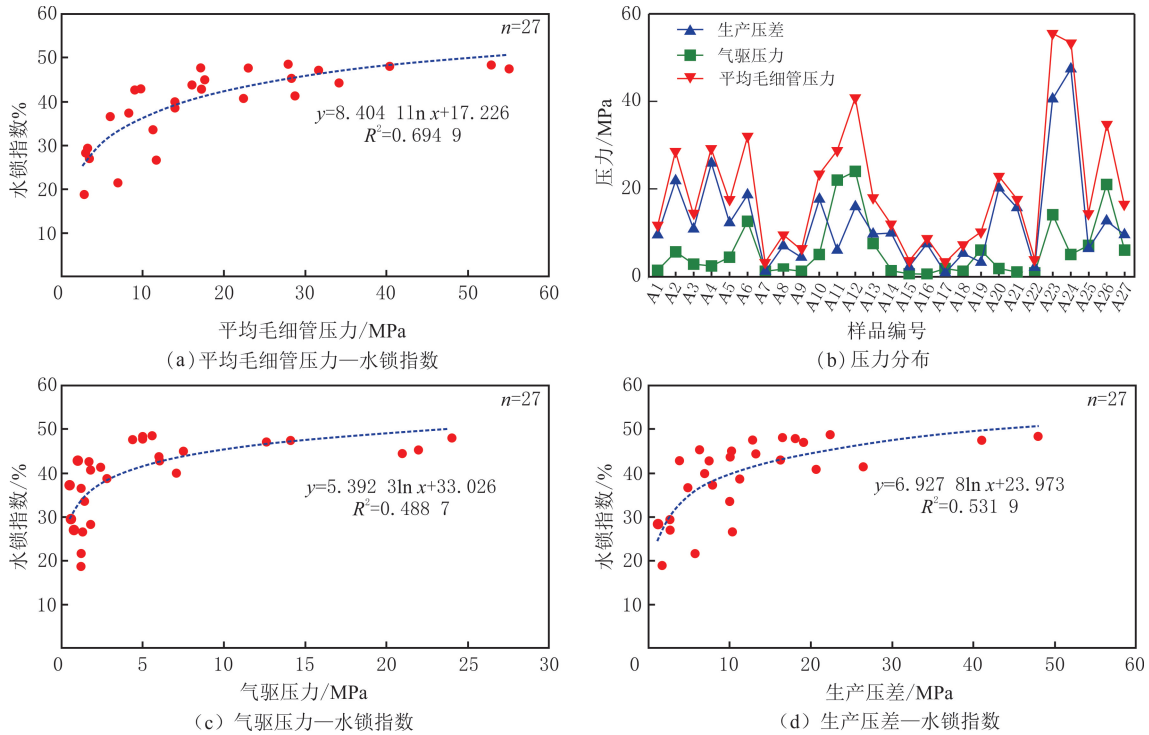


图 13 研究区生产压差对水锁指数的影响

Fig. 13 The influence of production pressure difference on water-blocking index in the study area

4.2.4 成藏过程

研究区上古生界气藏为“先致密,后成藏”,进入生烃期后,气藏充注需要克服毛细管压力的影响。当毛细管压力增大时,最大含气饱和度明显降低,反映气藏充注程度下降(见图 14(a)),储层孔隙中水含量进一步增加,气相渗透率降低,水锁伤害增加;反之,当气藏充注程度较高时,水锁指数呈下降趋势(见图 14(b)),相关因数不高说明成藏过程对水锁伤害的影响相对较弱,主要是受孔喉结构影响而产生的连锁反应。

4.3 动用策略及储层保护措施

根据研究区水锁指数、平均毛细管压力和生产压差,将水锁伤害分为 3 个等级,分别对应 3 种动用策略。完全解除水锁伤害难以实现,预防或减弱是致密气藏开发的关键。Ⅰ级水锁伤害较弱,水锁指数低于 30%,生产压差低于 5 MPa,平均毛细管压力也低于 5 MPa。可以通过加热地层改变相渗关系进行缓解,通过加热使孔隙中气体快速膨胀、液体迅速蒸发,在短时间内提高岩石渗透率、恢复单井产能。Ⅱ级水锁伤害中等,水锁指数在 30%~40%之间,生产压差在 5~10 MPa 之间,平均毛细管压力在 5~15 MPa 之间。可以通过注氮气、间歇性开关井增加注采压差,利用注采压差对毛细管压力进行平衡,从而实现气体的流动,属于物理解除方法。Ⅲ级水锁伤害最严重,水锁指数高于 40%,生产压差高于 10 MPa,平均毛细管压力高于 15 MPa。需要通过酸化、压裂增加毛细管孔径,或使用表面活性剂减小两相界面张力,直接减小毛细管压力束缚。表面活性剂能够改变润湿性^[46],使束缚水膜从岩石孔隙剥离出来,降低界面张力和

贾敏效应是强化气相渗流能力的重要方法,属于化学解除方法,成本相对较低,适合大范围使用。

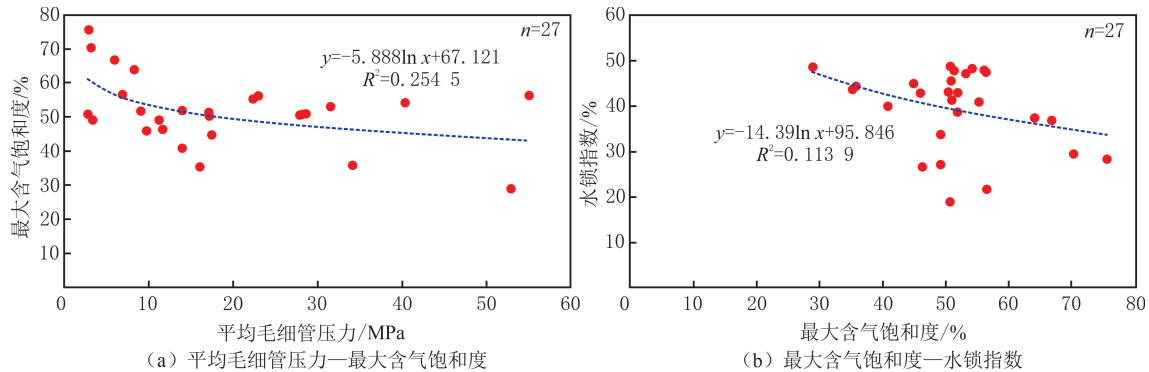


图 14 成藏过程对水锁指数的影响

Fig. 14 The influence of reservoir formation process on water-blocking index

5 结论

(1)鄂尔多斯盆地神木气田主力致密砂岩气藏存在较强的微观特征差异,包括矿物组分类型、黏土矿物质量分数、储集空间和岩石结构等,造成主力产层物性特征、微观孔喉结构特征、可动流体赋存和气—水相相对渗流差异。太原组中值半径最大、盒8段可动流体饱和度最低、山西组等渗点气—水相相对渗流能力最强。盒8段水锁指数最高,其次是山西组的,太原组的最低。

(2)研究区致密砂岩气藏微观孔喉结构影响可动流体赋存,当孔喉结构尺度越大、非均质性越弱、孔喉连通性越好时,可动流体赋存增加,流体可流动性增强;孔喉结构影响气—水相相对渗流能力,孔喉结构越优质,气—水相相对渗流能力越强。

(3)研究区超低含水饱和度水锁伤害的主控因素包括孔喉结构、气—水相相对渗流能力、生产压差和成藏过程,水锁指数越低,伤害越小。在开发过程中,降低界面张力、调整润湿性是减小毛细管压力束缚、解除暂时性水锁的主要方式。

参考文献(References):

- [1] 魏国齐,张福东,李君,等.中国致密砂岩气成藏理论进展[J].天然气地球科学,2016,27(2):199-210.
WEI Guoqi, ZHANG Fudong, LI Jun, et al. New progress of tight sand gas accumulation theory and favorable exploration zones in China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016,27(2):199-210.
- [2] 邹才能,陶士振,袁选俊,等.“连续型”油气藏及其在全球的重要性:成藏、分布与评价[J].石油勘探与开发,2009,36(6):669-682.
ZOU Caineng, TAO Shizhen, YUAN Xuanjun, et al. Global importance of ‘continuous’ petroleum reservoirs: accumulation, distribution and evaluation[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009,36(6):669-682.
- [3] 魏新善,胡爱平,赵会涛,等.致密砂岩气地质认识新进展[J].岩性油气藏,2017,29(1):11-20.
WEI Xinshan, HU Aiping, ZHAO Huitao, et al. New geological understanding of tight sandstone gas[J]. Lithologic Reservoirs, 2017,29(1):11-20.
- [4] 贾爱林,位云生,郭智,等.中国致密砂岩气开发现状与前景展望[J].天然气工业,2022,42(1):83-92.
JIA Ailin, WEI Yunsheng, GUO Zhi, et al. Development status and prospect of tight sandstone gas in China[J]. Natural Gas Industry, 2022,42(1):83-92.
- [5] 何江川,余浩杰,何光怀,等.鄂尔多斯盆地长庆气区天然气开发前景[J].天然气工业,2021,41(8):23-33.
HE Jiangchuan, YU Haojie, HE Guanghuai, et al. Natural gas development prospect in Changqing gas province of the Ordos Basin [J]. Natural Gas Industry, 2021,41(8):23-33.
- [6] 杨华,刘新社,闫小雄,等.鄂尔多斯盆地神木气田的发现与天然气成藏地质特征[J].天然气工业,2015,35(6):1-13.
YANG Hua, LIU Xinshe, YAN Xiaoxiong, et al. The Shenmu Gas Field in the Ordos Basin: its discovery and reservoir-forming geological characteristics[J]. Natural Gas Industry, 2015,35(6):1-13.
- [7] 梁天博,马实英,魏东亚,等.低渗透油藏水锁机理与助排表面活性剂的优选原则[J].石油学报,2020,41(6):745-752.
LIANG Tianbo, MA Shiyong, WEI Dongya, et al. Water blocking mechanism of low-permeability reservoirs and screening principle of

- flowback surfactants[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2020,41(6):745-752.
- [8] 刘晓鹏,刘燕,陈娟萍,等.鄂尔多斯盆地8段致密砂岩气藏微孔孔隙结构及渗流特征[J]. *天然气地球科学*, 2016,27(7):1225-1234.
LIU Xiaopeng, LIU Yan, CHEN Juanping, et al. Characteristics of micro pore structure and seepage in tight sandstone gas reservoir of the 8th section of Shihezi Formation in Ordos Basin, China[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2016,27(7):1225-1234.
- [9] 甘华军,米敬奎,肖贤明,等.鄂尔多斯盆地中北部上古生界气田天然气气源与运聚研究[J]. *石油天然气学报*, 2007,29(1):16-22.
GAN Huajun, MI Jingkui, XIAO Xianming, et al. On natural gas source and migration-accumulation of Upper Palaeozoic gas field in the mid-north of Ordos Basin[J]. *Journal of Oil and Gas Technology*, 2007,29(1):16-22.
- [10] 蒙晓灵,张宏波,冯强汉,等.鄂尔多斯盆地神木气田二叠系太原组天然气成藏条件[J]. *石油与天然气地质*, 2013,34(1):37-41.
MENG Xiaoling, ZHANG Hongbo, FENG Qianghan, et al. Gas accumulation conditions of the Permian Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2013,34(1):37-41.
- [11] 曹青,赵靖舟,胡爱平,等.鄂尔多斯盆地神木地区山2段、太原组天然气聚集条件研究[J]. *地质科技情报*, 2013,32(4):119-126.
CAO Qing, ZHAO Jingzhou, HU Aiping, et al. Gas accumulation conditions research of Shan 2 section and Taiyuan Formation in Shenmu Area, Ordos Basin[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2013,32(4):119-126.
- [12] 吴伟涛,冯炎松,费世祥,等.鄂尔多斯盆地神木气田二叠系石千峰组5段致密气富集因素及有利区预测[J]. *石油与天然气地质*, 2024,45(3):739-751.
WU Weitao, FENG Yansong, FEI Shixiang, et al. Enrichment factors and play fairway mapping for tight gas in the 5th member of the Permian Shiqianfeng Formation, Shenmu Gas Field, Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2024,45(3):739-751.
- [13] 孙建伟,赖雅庭,鲁莎,等.神木气田太原组气水识别及分布模式[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2020,35(5):30-37.
SUN Jianwei, LAI Yating, LU Sha, et al. Gas-water identification and distribution mode of Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field [J]. *Journal of Xian Shiyou University(Natural Science Edition)*, 2020,35(5):30-37.
- [14] 陈朝兵,杨友运,邵金辉,等.鄂尔多斯东北部致密砂岩气藏地层水成因及分布规律[J]. *石油与天然气地质*, 2019,40(2):313-325.
CHEN Zhaobing, YANG Youyun, SHAO Jinhui, et al. Origin and distribution of formation water in tight sandstone reservoirs in the Northeastern Ordos Basin[J]. *Oil & Gas Geology*, 2019,40(2):313-325.
- [15] 董悦,滕藤,盖龔秋,等.低孔低渗储层成岩相测井识别:以神木气田上古生界为例[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2015,30(6):33-40.
DONG Yue, TENG Teng, GAI Yanqiu, et al. Logging identification of diagenetic facies of low-porosity low-permeability reservoir: taking Upper Paleozoic in Shenmu Gas Field as an example[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition)*, 2015,30(6):33-40.
- [16] 高辉,王雅楠,樊志强,等.鄂尔多斯盆地神木气田山2段砂岩成岩相定量划分及其特征差异[J]. *天然气地球科学*, 2015,26(6):1057-1067.
GAO Hui, WANG Yanan, FAN Zhiqiang, et al. Quantitative classification and characteristics difference of diagenetic facies in Shan 2 sandstone of Shenmu Gas Field, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2015,26(6):1057-1067.
- [17] 滕藤,金江宁,屈元基,等.基于孔隙分形特征的神木气田山西组成岩相定量分类[J]. *断块油气田*, 2018,25(4):431-434.
TENG Teng, JIN Jiangning, QU Yuanji, et al. Quantitative fractal dimension classification of diagenetic facies of Shanxi Group in Shenmu Gas field[J]. *Fault-Block Oil & Gas Field*, 2018,25(4):431-434.
- [18] 周拓,周兆华,谷江瑞,等.神木气田二叠系气藏有利区预测[J]. *东北石油大学学报*, 2013,37(1):38-44.
ZHOU Tuo, ZHOU Zhaohua, GU Jiangrui, et al. Prediction of favorable areas for Permian gas reservoir in Shenmu Gas Field[J]. *Journal of Northeast Petroleum University*, 2013,37(1):38-44.
- [19] 安文宏,石小虎,杨勇,等.神木气田早二叠世太原期海侵事件与砂体展布的关系[J]. *天然气工业*, 2013,33(4):43-47.
AN Wenhong, SHI Xiaohu, YANG Yong, et al. Relationship between Early Permian Taiyuan transgression and sandbodies distribution in the Shenmu Gas Field, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2013,33(4):43-47.
- [20] 张涛,巩肖可,黄朝,等.鄂尔多斯盆地神木气田太原组低品质气藏储层微观特征及形成机理[J]. *石油实验地质*, 2024,46(1):32-45.
ZHANG Tao, GONG Xiaoke, HUANG Chao, et al. Micro characteristics and formation mechanism of low-quality gas reservoir in Taiyuan Formation of Shenmu Gas Field, Ordos Basin[J]. *Petroleum Geology & Experiment*, 2024,46(1):32-45.
- [21] 兰朝利,张永忠,张君峰,等.神木气田太原组储层特征及其控制因素[J]. *西安石油大学学报(自然科学版)*, 2010,25(1):7-11.
LAN Chaoli, ZHANG Yongzhong, ZHANG Junfeng, et al. Reservoir characteristics of Upper Carboniferous Taiyuan Formation in Shenmu Gas Field and their controlling factors[J]. *Journal of Xi'an Shiyou University(Natural Science Edition)*, 2010,25(1):7-11.
- [22] 彭磊,石磊,朱玉杰,等.鄂尔多斯盆地东部神木地区太原组微观储层特征及其产能影响因素分析[J]. *兰州大学学报(自然科学版)*, 2022,58(4):451-457.
PENG Lei, SHI Lei, ZHU Yujie, et al. Micropore structure and impact factors of the productivity of the Taiyuan Formation in Shenmu Area, Eastern Ordos Basin[J]. *Journal of Lanzhou University(Natural Sciences)*, 2022,58(4):451-457.

- [23] 王烽. 鄂尔多斯盆地东部神木区块二叠系山西组致密砂岩气低产主控因素分析[J]. 天然气地球科学, 2017, 28(5): 687-695.
WANG Feng. Main controlling factors of low production of tight sandstone gas of Permian Shanxi Formation in the Shenmu Block, Eastern Ordos Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2017, 28(5): 687-695.
- [24] 夏玉磊, 兰建平, 姚伟. 致密砂岩储层微观孔喉结构及可动流体分布特征: 以鄂尔多斯盆地东部神木地区盒8段储层为例[J]. 地质科技通报, 2024, 43(2): 41-51.
XIA Yulei, LAN Jianping, YAO Wei. Micropore structure and movable fluid distribution characteristics of tight sandstone reservoirs: taking the He 8 Reservoir in the Shenmu Area of the Eastern Ordos Basin as an example[J]. Bulletin of Geological Science and Technology, 2024, 43(2): 41-51.
- [25] 马云峰, 赵建国, 孙龙, 等. 应力作用下气藏水体微观赋存特征及渗流规律: 以鄂尔多斯盆地神木气田二叠系盒8段致密储层为例[J]. 石油实验地质, 2023, 45(3): 466-473.
MA Yunfeng, ZHAO Jianguo, SUN Long, et al. Microscopic occurrence characteristics and seepage law of water bodies in gas reservoir under stress: a case study of tight reservoir in the eighth member of Permian Shihezi Formation, Shenmu Gas Field, Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Experiment, 2023, 45(3): 466-473.
- [26] 盛军, 孙卫, 段宝虹, 等. 致密砂岩气藏水锁效应机理探析: 以苏里格气田东南区上古生界盒8段储层为例[J]. 天然气地球科学, 2015, 26(10): 1972-1978.
SHENG Jun, SUN Wei, DUAN Baohong, et al. Water lock effect mechanism of tight sandstone gas reservoir: an example of the He 8 Reservoir of the Upper Paleozoic in the southeast region of Sulige Gas Field[J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 26(10): 1972-1978.
- [27] 唐洪明, 朱柏宇, 王茜, 等. 致密砂岩气层水锁机理及控制因素研究[J]. 中国科学: 技术科学, 2018, 48(5): 537-547.
TANG Hongming, ZHU Boyu, WANG Xi, et al. Mechanism and control factors of water blocking in tight sandstone gas reservoir[J]. Scientia Sinica(Technologica), 2018, 48(5): 537-547.
- [28] 柯从玉, 魏颖琳, 张群正, 等. 低渗透气藏水锁伤害及解锁技术研究进展[J]. 应用化工, 2021, 50(6): 1613-1617.
KE Congyu, WEI Yinglin, ZHANG Qunzheng, et al. Progress of water lock damage and water lock release technology in low permeability gas reservoir[J]. Applied Chemical Industry, 2021, 50(6): 1613-1617.
- [29] ZHU Honglin, LIU Xiangjun, YAO Guanghua, et al. Determination of water-lock critical value of low-permeability sandstones based on digital core[J]. Natural Gas Industry B, 2016, 3(3): 253-259.
- [30] LIANG Tianbo, ACHOUR H, LONGORIA A, et al. Flow physics of how surfactants can reduce water blocking caused by hydraulic fracturing in low permeability reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 157: 631-642.
- [31] LI Xuejiao, ZHANG Qingjiu, LIU Peng, et al. Investigation on the microscopic damage mechanism of fracturing fluids to low-permeability sandstone oil reservoir by nuclear magnetic resonance[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 209: 109821.
- [32] LAI Fengpeng, LI Zhiping, WANG Yining. Impact of water blocking in fractures on the performance of hydraulically fractured horizontal wells in tight gas reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 156: 134-141.
- [33] SU Xianbo, WANG Qian, SONG Jinxing, et al. Experimental study of water blocking damage on coal[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017, 156: 654-661.
- [34] LIU Dameng, YAO Yanbin, YUAN Xuehao, et al. Experimental evaluation of the dynamic water-blocking effect in coalbed methane reservoir[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2022, 217: 110887.
- [35] 向英杰, 姜林, 孙静. 鄂尔多斯盆地东南缘晚石炭系—早二叠系海陆过渡层序及聚煤模式[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(2): 104-116.
XIANG Yingjie, LOU Lin, SUN Jing. Marine-continental transitional sequence and coal accumulation model during Late Carboniferous to Early Permian in the southeast margin of Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023, 47(2): 104-116.
- [36] 吴泽宇, 孙梦迪, 蒋恕, 等. 鄂西地区深层页岩气储层岩相孔隙结构特征差异及其控制因素: 以YT1和YT3井五峰—龙马溪组页岩为例[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(1): 15-29.
WU Zeyu, SUN Mengdi, JIANG Shu, et al. Characteristics and controlling factors of pore structure in different lithofacies of deep shale gas reservoirs: a case study of Wufeng-Longmaxi Formation shales from wells YT1 and YT3 in Western Hubei[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023, 47(1): 15-29.
- [37] 蒲宇新, 李伟, 罗顺社, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区长7油层组深水水道型重力流沉积特征及沉积模式[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(4): 70-81.
PU Yuxin, LI Wei, LUO Shunshu, et al. Sedimentary characteristics and sedimentary model of deepwater channel-induced gravity flow of Chang 7 oil layer group in Longdong Area of the Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023, 47(4): 70-81.
- [38] 付炜, 胡望水, 王晓晨, 等. 致密砂岩储层特征及质量影响因素: 以鄂尔多斯盆地西北部二叠系下石盒子组为例[J]. 东北石油大学学报, 2023, 47(4): 70-81.

- 报,2023,47(5):36-48.
- FU Wei, HU Wangshui, WANG Xiaochen, et al. Characteristics of tight sandstone reservoir and influencing factors of reservoir quality: a case study in Lower Shihezi Formation of Permian, Northwestern Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2023,47(5):36-48.
- [39] 阎珍,任大忠,王虎,等.鄂尔多斯盆地神木地区侏罗系延安组煤层孔隙结构及可动流体饱和度影响因素[J].非常规油气,2024,11(5):122-131.
- YAN Zhen, REN Dazhong, WANG Hu, et al. Factors affecting movable fluid saturation and pore structures of Jurassic Yan'an Formation in the Shenmu Area of the Ordos Basin[J]. Unconventional Oil & Gas, 2024,11(5):122-131.
- [40] 郭顺,周进松,郭兰,等.延安气田上古生界山西组致密砂岩储层微观特征及主控因素[J].特种油气藏,2024,31(2):10-18.
- GUO Shun, ZHOU Jinsong, GUO Lan, et al. Microscopic characteristics and main controlling factors of tight sandstone reservoir in the Upper Paleozoic Shanxi Formation, Yan'an Gas Field[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024,31(2):10-18.
- [41] 倪春华,朱建辉,刘光祥,等.鄂尔多斯盆地杭锦旗地区上古生界煤系烃源岩生烃潜力再评价[J].石油实验地质,2021,43(5):826-834.
- NI Chunhua, ZHU Jiahui, LIU Guangxiang, et al. Re-evaluation of hydrocarbon generation potential of the Upper Paleozoic coal-measure source rocks in the Hangjinqi Area of Ordos Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2021,43(5):826-834.
- [42] TONG Qiang, HE Dongbo, XIA Zhaohui, et al. Influence of reservoir pore-throat structure heterogeneity on water-flooding seepage: a case study of Yanchang Formation in Ordos Basin[J]. Minerals, 2022,12:1243.
- [43] 张浩,康毅力,陈一健,等.致密砂岩气藏超低含水饱和度形成地质过程及实验模拟研究[J].天然气地球科学,2005,16(2):186-189.
- ZHANG Hao, KANG Yili, CHEN Yijian, et al. The study of geology course and experiment simulation for forming ultra-low water saturation in tight sandstone gas reservoir[J]. Natural Gas Geoscience, 2005,16(2):186-189.
- [44] 刘丽萍,白海涛,王西强,等.鄂尔多斯盆地白豹油田长81储层水驱油特征及驱油效率影响因素[J].东北石油大学学报,2022,46(6):63-74.
- LIU Liping, BAI Haitao, WANG Xiqiang, et al. Water flooding characteristics and influencing factors of oil displacement efficiency of Chang 81 Reservoir in Baibao Oilfield, Ordos Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2022,46(6):63-74.
- [45] 杨宸,杨二龙,安艳明,等.致密储层孔隙结构对渗吸的影响研究进展[J].特种油气藏,2024,31(4):10-18.
- YANG Chen, YANG Erlong, AN Yanming, et al. Research progress on the impact of tight oil reservoir pore structure on spontaneous imbibition[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2024,31(4):10-18.
- [46] 王嘉曼,熊靖,师金鸽,等. TiO₂ 催化剂催化 CO₂ 还原的研究进展[J].石油化工高等学校学报,2024,37(4):1-11.
- WANG Jiaman, XIONG Jing, SHI Jingge, et al. An overview of carbon dioxide catalyzed by titanium dioxide catalyst[J]. Journal of Petrochemical Universities, 2024,37(4):1-11.