

致密砂岩储层 微观孔隙结构与天然气运聚动力学机制 ——以川中地区沙溪庙组为例

张欢乐¹,李道清²,王茂云^{3,4},仇鹏¹,石磊¹,王泉¹,王彬¹,闫利恒¹,
巴忠臣¹,赵传凯¹,邬敏¹,曾溅辉⁴,吴长江⁵

(1. 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; 2. 中国石油新疆油田分公司 储气库有限公司,新疆 克拉玛依 834000; 3. 中国石化西南油气分公司 勘探开发研究院,四川 成都 610041; 4. 中国石油大学(北京) 地球科学学院,北京 102249; 5. 中国石油西南油气田分公司 勘探开发研究院,四川 成都 610041)

摘要:选取川中地区沙溪庙组致密砂岩岩心,进行高压压汞、微米 CT 扫描和核磁共振,以及天然气成藏物理模拟、在线动态物理模拟实验,明确致密砂岩孔隙结构,探讨致密砂岩储层微观孔隙结构对天然气运聚的影响机制,建立致密砂岩储层天然气运移判别图版。结果表明:川中地区沙溪庙组发育四类储层,Ⅰ类和Ⅱ类储层溶蚀作用强烈、绿泥石包壳发育,孔喉配置良好,孔喉比平均分别为 2.27 和 3.08,配位数平均分别为 2.63 和 2.38。Ⅲ类和Ⅳ类储层压实作用和胶结作用强烈,孔喉配置差,孔喉比平均分别为 3.32 和 4.03。Ⅰ类储层最终含气饱和度为 75.35%,Ⅳ类储层最终含气饱和度为 48.50%。连通性较强的岩石具有更高的储集能力,喉道越宽且孔喉连通性越好,天然气驱替地层水克服的毛细管力越小,越有利于天然气的运移与聚集。天然气在致密砂岩储层中渗流存在非运移区、非稳定运移区和稳定运移区。该结果为致密砂岩气勘探与开发提供支持。

关键词:孔隙结构;天然气运聚;动力学机制;核磁共振;致密砂岩;沙溪庙组;川中地区
中图分类号:TE121 **文献标识码:**A **文章编号:**2095-4107(2026)01-0014-19

0 引言

致密砂岩气是目前世界上开发规模最大的非常规天然气^[1-2]。中国致密砂岩气具有巨大的资源潜力及可观的规模储量,主要分布于鄂尔多斯、四川和准噶尔等盆地^[3-6]。相较于常规气藏,致密砂岩气藏表现为储层孔隙结构复杂、非均质性强和含气饱和度低等特点^[7-12],复杂的微观孔隙结构特征影响致密砂岩气的运聚规律^[9-10,13]。

贾承造等^[14]认为,在聚集成藏过程中,致密砂岩气动力来自烃源岩的生烃膨胀力,毛细管力是油气充注进入致密储层的主要阻力,也是致密油气自封闭作用的来源。致密砂岩微观孔隙结构包括孔喉类型、大小分布和连通性等方面,决定储层的渗流能力与储集能力^[15-18],从而对天然气的运移和聚集产生影响^[19]。目前,关于致密砂岩微观孔隙结构的研究多集中于致密砂岩储层物性对油气运聚的影响。陶士振等^[20]、赵静等^[21]研究渗透率、孔隙度等宏观参数对天然气运聚的影响,认为渗透率是影响天然气运聚的主要影响因素。郑民等^[15]认为孔隙度控制致密储层含油饱和度,渗透率控制油气渗流速度。王若谷等^[22]认为致密砂岩储层的临界充注压力主要受岩石相和渗透率控制。对致密砂岩天然气运聚模拟实验研究多集中在“黑箱”中,难以实现对气体运移动态过程的在线观测,大多实验处于相对封闭、不透明的状态,往往只能通过最终结果数据推断天然气运聚的情况,忽略对致密砂岩气动态运聚特征的直观刻画^[15,20,22],对致密砂岩气运聚影响因素认识不全面。

四川盆地中侏罗统沙溪庙组是典型的致密砂岩气藏,其中川中地区沙溪庙组发现多个工业气田^[23-25]。川中地区沙溪庙组致密砂岩气的勘探开发实践表明,研究区产气井、产水/气井和产水井并存,

收稿日期:2025-08-05;编辑:任志平 贺紫娇

基金项目:国家自然科学基金项目(41972147);中国石油西南油气田分公司科研项目(XNS 勘研院 JS2022-003)

作者简介:张欢乐(1999—),男,硕士,助理工程师,主要从事油气开发地质方面的研究。

为三角洲平原和三角洲前缘亚相,水下分流河道沉积微相发育(见图 1(c))^[23]。沙溪庙组沉积初期,气候相对潮湿,单期河道砂体厚度大;沉积后期,气候干旱,河道规模较小,发育不稳定。岩性主要以红色泥岩为主,夹中厚层灰色砂岩,地层厚度介于 600~2 800 m(见图 1(c))^[25]。研究区沙溪庙组发育多期北东—南西向河道砂体,单期河道砂体分布面积超过 4 000 km²(见图 1(b))^[23]。

2 实验样品与方法

2.1 实验样品

选取川中地区沙溪庙组 9 口井的 12 块具有代表性的岩心,岩心的长度平均为 4.44 cm,直径平均为 2.49 cm(见图 1(b)和表 1)。其中,气测孔隙度介于 2.63%~14.61%,平均为 9.60%;气测渗透率介于 $(0.15\sim 3.20)\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均为 $0.82\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (见表 1)。

表 1 研究区岩心数据

Table 1 Cores data of the study area

| 编号 | 井名 | 深度/m | 长度/cm | 直径/cm | 气测孔隙度/% | 气测渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ |
|-----|-------|----------|-------|-------|---------|--------------------------------|
| S1 | QL16 | 2 092.74 | 4.61 | 2.49 | 14.61 | 3.20 |
| S2 | YQ2 | 2 229.09 | 4.23 | 2.49 | 9.13 | 1.85 |
| S3 | YQ3 | 1 860.05 | 4.50 | 2.49 | 8.53 | 0.40 |
| S4 | QL18 | 2 104.29 | 4.73 | 2.50 | 9.06 | 0.16 |
| S5 | QL16 | 2 422.07 | 4.67 | 2.47 | 10.35 | 0.43 |
| S6 | QL202 | 2 260.16 | 4.65 | 2.49 | 12.42 | 0.62 |
| S7 | JT1 | 1 924.80 | 4.45 | 2.49 | 10.52 | 1.21 |
| S8 | YQ3 | 1 945.77 | 3.14 | 2.49 | 8.83 | 0.55 |
| S9 | YQ6 | 2 107.88 | 4.44 | 2.49 | 9.51 | 0.45 |
| S10 | JQ7 | 1 756.09 | 4.56 | 2.48 | 11.03 | 0.36 |
| S11 | JQ7 | 1 771.57 | 4.65 | 2.47 | 8.53 | 0.40 |
| S12 | YQ3 | 1 883.18 | 4.61 | 2.49 | 2.63 | 0.15 |

2.2 实验方法

首先,对 12 块致密砂岩岩心进行铸体薄片鉴定,明确基本岩矿特征;其次,进行高压压汞、微米 CT 扫描及核磁共振实验,划分致密砂岩孔隙结构类型;最后,进行天然气运聚和在线运聚模拟实验,分析致密砂岩气动态运聚过程。

2.2.1 铸体薄片和高压压汞实验

铸体薄片制备及鉴定分别参考 SY/T 5358—2024《储层敏感性流动性实验评价方法》和 SY/T 5368—2016《岩石薄片鉴定》。将岩心研磨成厚度为 0.03 mm 的薄片,用蓝色环氧树脂浸渍薄片,突出孔隙空间;用茜素红 S 和铁氰化钾对薄片的一半进行染色,鉴定碳酸盐胶结物。使用 Axioskop 40 光学显微镜在反射光和透射光(偏振光)下观察薄片,确定孔隙特征。高压压汞实验参考 SY/T 5346—2023《岩石毛细管压力曲线的测定》,采用 AutoPore IV 9505 压汞仪,孔径测量范围为 3 nm~1 000 μm ,进退汞的精度小于 0.1 μL 。

2.2.2 微米 CT 扫描和核磁共振实验

微米 CT 扫描实验参考 GB/T 38531—2020《微束分析致密岩石微纳米级孔隙结构计算机层析成像(CT)分析方法》,采用 Xradia 公司生产的 MicroXCT-200 微米 CT 扫描仪,扫描电压为 40~150 kV,功率为 10 W,像素大小为 13.021 μm ,切片数为 1 000。对于每块岩心,钻取 1 个直径约为 5 mm、长度约为 10 mm 的圆柱体,利用 AVIZO9.0.1 软件建立孔隙网络模型,计算连通孔隙半径、喉道半径、长度、孔隙比、配位数和连通孔隙占比。核磁共振实验参考 SY/T 6490—2014《岩样核磁共振参数实验室测量规范》,

采用 Reccore-04 型低磁场核磁共振仪。首先将 12 块岩心烘干、抽真空 12 h,在 20 MPa 下加压饱和水 24 h,测量核磁共振 T_2 谱;然后使用离心机采取 2.5 MPa 离心力离心 2 h,再次测量 T_2 谱。

2.2.3 天然气运聚实验

采用中国石油大学(北京)油气资源与探测国家重点实验室的非常规油气运移与聚集模拟实验装置,模拟天然气运移与聚集过程(见图 2)。首先对岩心进行称重,烘干、抽真空 12 h。随后进行饱和水 24 h,再次称重。将岩心放入夹持器,根据 96 口井试油结果,围压设置为 22 MPa,温度设置为 67 °C,调节压力调节器,保持一段时间,当检测到出口处有稳定气体时,开始逐步增压,设置多个压力点。随压力的增加,计算机自动记录计算时间、压力梯度、流速及含气饱和度。当进出口流量相等时,停止实验。实验参考 SY/T 5345—2007《岩石中两相流体相对渗透率测定方法》。

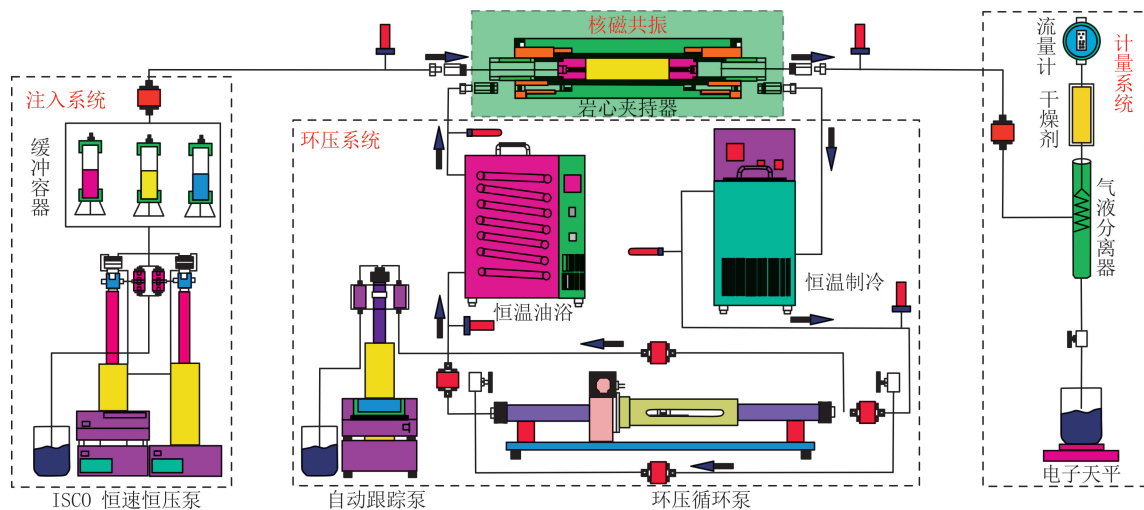


图 2 高温高压天然气运聚模拟实验装置示意

Fig. 2 Schematic diagram of the simulation apparatus for high-temperature, high-pressure natural gas migration and accumulation

2.2.4 天然气在线运聚模拟实验

采用中国石油大学(北京)高温高压一维驱替模拟与低场核磁共振分析仪联机在线检测的、天然气成藏与开发可视化动态模拟系统(Reccore-04),核磁共振分析仪主频为 12 MHz,岩心夹持器耐温为 150 °C,耐压为 70 MPa。实现在设备允许范围内任意温度、压力下连续无损的扫描,定量表征岩石含气饱和度并揭示气驱水的动态过程(见图 2)。

首先,将岩心烘干、抽真空 12 h,在 20 MPa 下加压饱和水 12 h,岩石储集空间中充分饱和水,将完全饱和水岩心装入高温高压消磁岩心夹持器,连接岩心两端的气体管线。然后,测量 0 MPa 下岩心核磁共振 T_2 谱,在不同压力下充注气体,气体采用黏度为 $16.9 \mu\text{Pa} \cdot \text{s}$ 的氮气。实验过程中,连续多次扫描每个流体压力点的 T_2 谱,直到 T_2 谱曲线形态不再变化或变化较小时为压力点的 T_2 谱,每间隔 1 h 采集核磁共振成像。

在 0 MPa 的完全饱和水条件下,每一块岩心 T_2 谱与横坐标轴围成的封闭面积代表所有连通孔隙已经被水填充,岩心的含水饱和度为 100%^[27]。当流体开始注入后,每条 T_2 谱与坐标轴围成的闭合面积表示该注入压力下剩余水占据的孔隙空间,得到岩心剩余水饱和度,进而获得含气饱和度。

3 实验结果

3.1 岩石学特征

铸体薄片观察及鉴定表明,致密砂岩碎屑颗粒成分主要为长石。其中,长石的体积分数为 36.59%~45.12%,平均为 40.69%;石英的体积分数为 34.48%~42.50%,平均为 37.77%;岩屑的体积分数为 17.28%~25.29%,平均为 21.54%。根据 Flok 分类方案,川中地区沙溪庙组致密砂岩样品主要为岩屑

长石砂岩,少量为长石岩屑砂岩(见图3)。

3.2 微观孔隙结构类型

利用微米CT扫描、铸体薄片观察、高压压汞、核磁共振及微米CT扫描实验数据(见图4和表2),将12块岩心划分为四类储层。

I类储层溶蚀作用强烈,储层物性最好。孔隙分布均匀、喉道密布,主要发育溶蚀粒间孔,以缩颈形喉道为主,孔喉比平均为2.27,配位数平均为2.63,表现较高的储集和连通能力(见图4(a)和表2)。毛细管压力曲线发育稳定的平台,孔喉分选性好,最大进汞饱和度平均为93.22%。岩心排驱压力小于0.15 MPa,中值压力平均为1.16 MPa,储层流体可动性强。

II类储层绿泥石包壳最为发育,物性较好。孔隙散乱分布,部分孔隙通过喉道连接,主要发育残余粒间孔,以片状喉道为主,平均孔喉比为3.08,平均配位数为2.38,储集性及连通性有限(见图4(b)和表2)。毛细管压力曲线平台期显著缩短,孔喉分选性变差,最大进汞饱和度减小,平均为70.56%。岩心排驱压力平均为0.26 MPa,中值压力平均为9.58 MPa,储层流体可动性减弱。

III类储层压实作用强烈。小孔隙零星分布,喉道不发育,主要发育粒内溶孔,以片弯状喉道为主,孔喉比为3.32,配位数为1.78,连通孔隙较少,表现极差的储集能力和连通能力,连通孔隙占比为1.13%(见图4(c)和表2)。毛细管压力曲线形态较陡,孔喉分选性最差,排驱压力为0.68 MPa,可动流体饱和度为35.64%。

IV类储层碳酸盐连晶胶结发育,几乎不发育孔隙。最大进汞饱和度为49.68%,排驱压力为13.77 MPa。孔喉配置关系极差,孔喉比为4.03,连通孔隙占比为0.89%(见图4(d)和表2)。

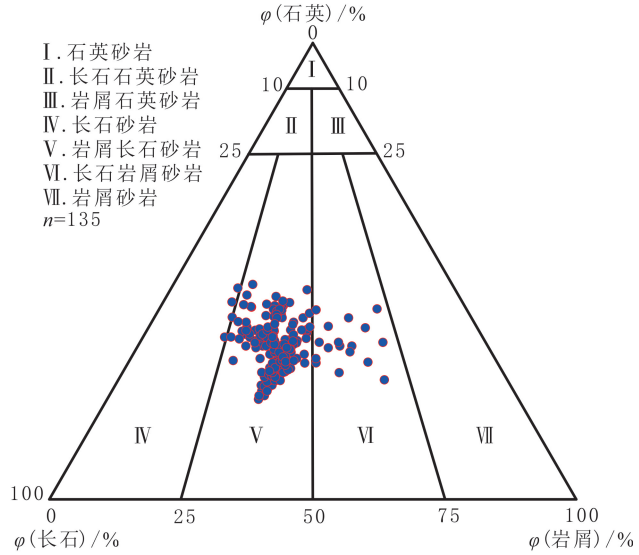
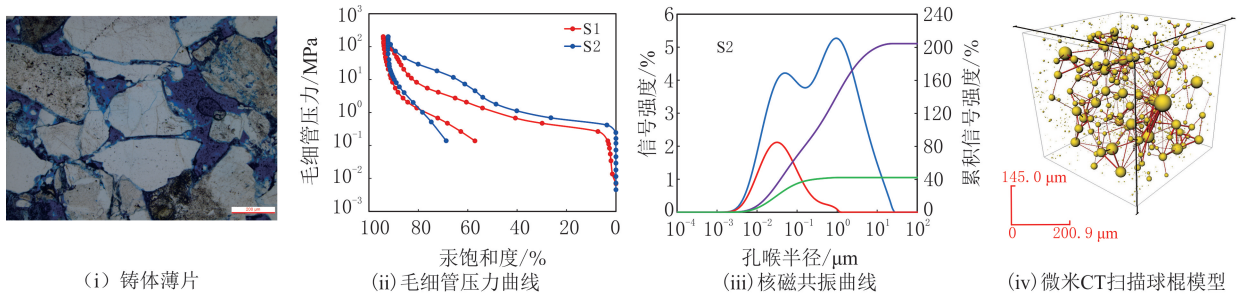
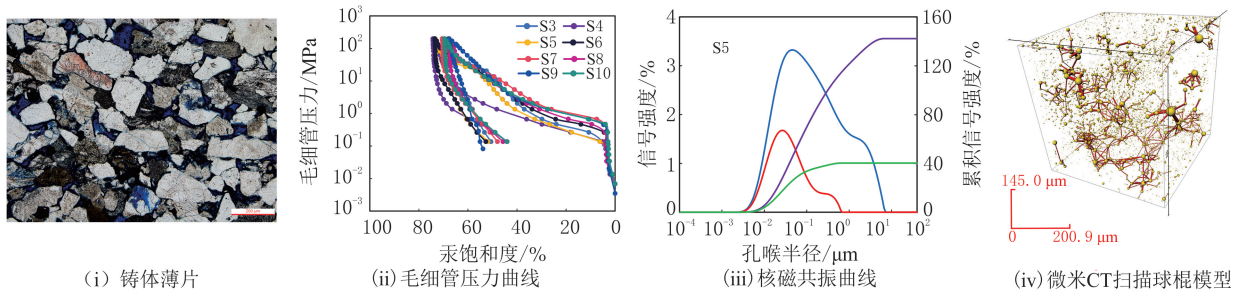


图3 川中沙溪庙组致密砂岩矿物成分三端元图
Fig. 3 Triad diagram of the mineral composition of tight sandstone in the Shaximiao Formation in Central Sichuan



(a) I类储层



(b) II类储层

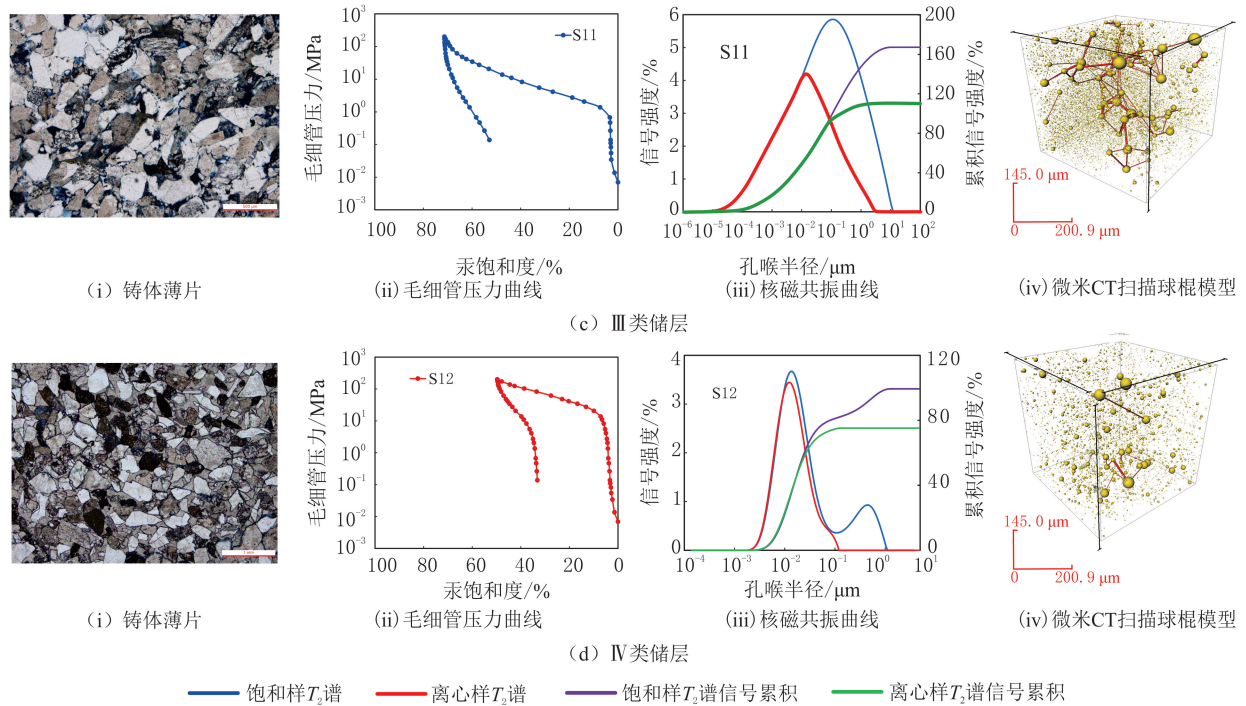


图 4 研究区致密砂岩储层微观孔隙结构特征
Fig. 4 Microporosity characteristics of tight sandstone reservoirs of the Central Sichuan Basin

表 2 研究区岩心高压压汞与微米 CT 扫描实验孔隙结构参数

Table 2 Pore structure parameters from high-pressure mercury porosimetry and micro-CT scanning experiments on cores of the study area

| 类型 | 编号 | 井名 | 深度/m | 高压压汞实验 | | | 微米 CT 扫描实验 | | | | | |
|-------|-----|-------|----------|----------|-----------|----------|-----------------------|-----------------------|------|-----------------------|------|-------|
| | | | | 排驱压力/MPa | 最大进汞饱和度/% | 中值压力/MPa | 平均孔隙半径/ μm | 平均喉道半径/ μm | 孔隙比 | 平均喉道长度/ μm | 配位数 | 连通率/% |
| I 类 | S1 | QL18 | 2 092.74 | 0.14 | 94.22 | 1.16 | 30.29 | 18.96 | 1.60 | 97.29 | 2.63 | 7.04 |
| | S2 | YQ2 | 2 229.09 | 0.24 | 92.21 | 2.10 | 25.98 | 8.79 | 2.95 | 104.47 | 2.64 | 5.00 |
| | S3 | YQ3 | 1 860.05 | 0.14 | 67.98 | 14.26 | 29.64 | 11.68 | 2.54 | 94.87 | 2.96 | 3.51 |
| | S4 | QL18 | 2 104.29 | 0.11 | 74.29 | 1.58 | 25.98 | 8.79 | 2.95 | 104.47 | 2.64 | 5.00 |
| | S5 | QL16 | 2 422.07 | 0.11 | 73.39 | 6.27 | 29.64 | 11.68 | 2.54 | 94.87 | 2.96 | 3.51 |
| II 类 | S6 | QL202 | 2 260.16 | 0.26 | 73.51 | 10.30 | 23.14 | 6.37 | 3.63 | 123.81 | 1.88 | 2.30 |
| | S7 | JT1 | 1 924.80 | 0.47 | 70.45 | 14.75 | 30.86 | 8.74 | 3.53 | 131.81 | 2.00 | 3.03 |
| | S8 | YQ3 | 1 945.77 | 0.27 | 67.67 | 9.08 | 24.95 | 7.87 | 3.17 | 95.88 | 2.08 | 4.29 |
| | S9 | YQ6 | 2 107.88 | 0.29 | 67.72 | 10.98 | 32.27 | 10.33 | 3.13 | 117.82 | 1.88 | 1.83 |
| | S10 | JQ7 | 1 756.09 | 0.47 | 69.52 | 9.49 | 26.14 | 8.22 | 3.18 | 104.18 | 2.69 | 4.43 |
| III 类 | S11 | JQ7 | 1 771.57 | 0.68 | 71.39 | 16.80 | 24.03 | 7.25 | 3.32 | 97.88 | 1.78 | 1.13 |
| IV 类 | S12 | YQ3 | 1 883.18 | 13.77 | 49.68 | — | 24.36 | 6.05 | 4.03 | 90.44 | 1.53 | 0.89 |

3.3 天然气运移与聚集特征

3.3.1 天然气运移特征

致密砂岩中,天然气运移是通过超压驱动且不断置换孔隙中地层水的过程^[28-29]。最初,天然气渗流运移曲线偏离坐标轴原点;随后,在流体充注压力梯度较低的情况下,天然气渗流运移曲线为非线性的上凹型;随流体充注压力梯度的不断增加,天然气渗流运移曲线逐渐呈线性特征(见图 5)。

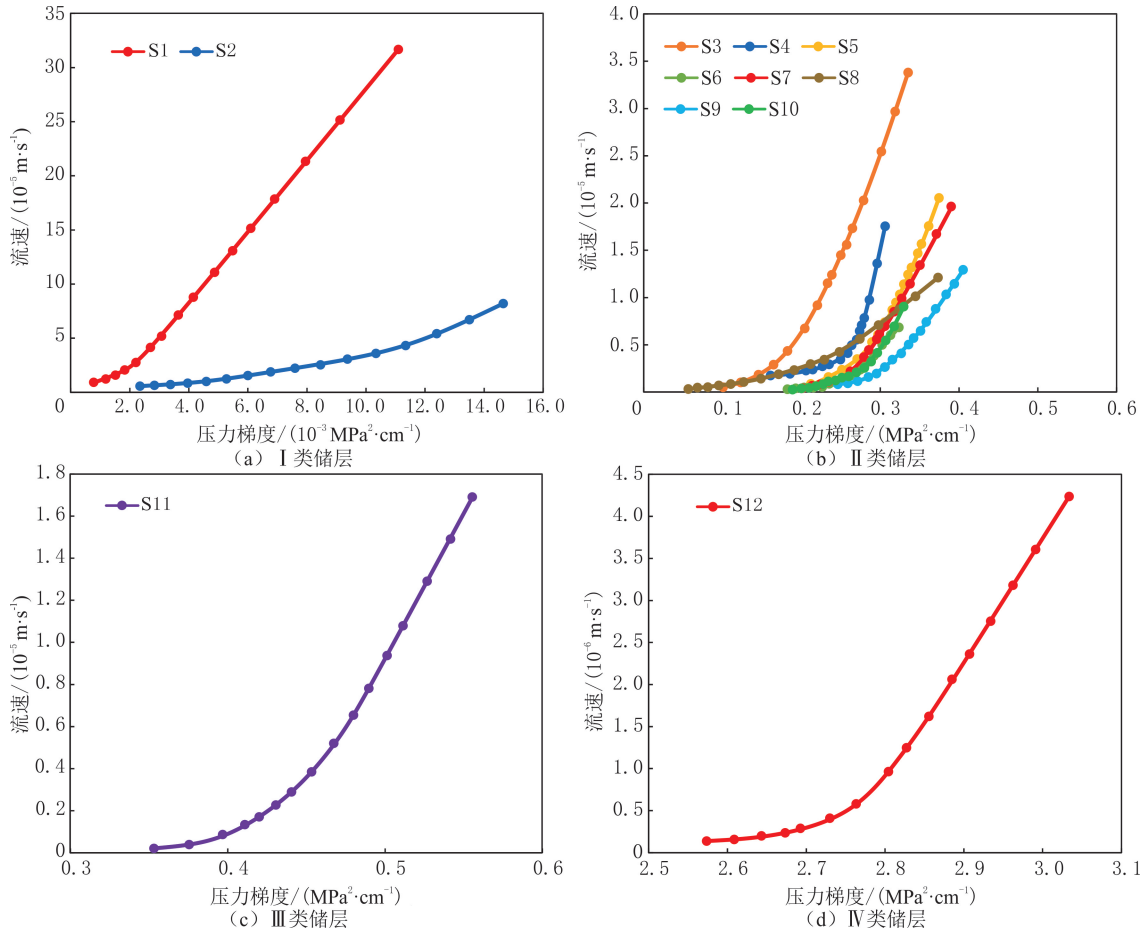


图5 研究区致密砂岩不同类型储层天然气渗流曲线

Fig. 5 Natural gas flow curves in different types of tight sandstone reservoirs of the study area

在含水饱和度为100%的岩心中,天然气驱替地层水发生运移存在一定的阻力,即最小运移压力梯度。随流体注入压力的增大,当压力梯度超过最小运移压力梯度时,天然气发生运移,渗流曲线呈上凹形;当天然气在储层中发生稳定运移后,渗流曲线呈拟线性,压力梯度为最小稳定运移压力梯度^[30-32]。

I类储层最小运移压力梯度介于 $(1.0 \sim 2.0) \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$,平均为 $1.5 \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$;最小稳定运移压力梯度介于 $(4.0 \sim 11.0) \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$,平均为 $7.7 \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$;天然气渗流曲线斜率大,流速最快,平均为 $20.28 \times 10^{-5} \text{ m/s}$ (见图5(a)和表3)。II类储层最小运移压力梯度较大,为 $(56.0 \sim 246.0) \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$,平均为 $180.4 \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$;最小稳定运移压力梯度较大,为 $(248.0 \sim 331.0) \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$,平均为 $295.0 \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$;流速平均为 $1.65 \times 10^{-5} \text{ m/s}$ (见图5(b)和表3)。III类和IV类储层样最小运移压力梯度与最小稳定运移压力梯度最大,天然气渗流曲线斜率最小,流速分别为 1.69×10^{-5} 和 $0.42 \times 10^{-5} \text{ m/s}$ (见图5(c-d)和表3)。

表3 研究区岩心天然气运移实验参数

Table 3 Experimental parameters for natural gas migration in core samples of the study area

| 类型 | 编号 | 最小运移压力梯度/ ($10^{-3} \text{ MPa}^2 \cdot \text{cm}^{-1}$) | 最小稳定运移压力梯度/ ($10^{-3} \text{ MPa}^2 \cdot \text{cm}^{-1}$) | 流速/ ($10^{-5} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$) | 最终含气 饱和度/% |
|-----|----|---|---|--|---------------|
| I类 | S1 | 1.0 | 4.0 | 32.4 | 79.06 |
| | S2 | 2.0 | 11.0 | 8.2 | 71.61 |
| II类 | S3 | 172.0 | 277.0 | 3.4 | 63.90 |
| | S4 | 172.0 | 286.0 | 1.8 | 66.24 |
| | S5 | 224.0 | 331.0 | 2.1 | 64.71 |

续表 3

| 类型 | 编号 | 最小运移压力梯度/ ($10^{-3} \text{ MPa}^2 \cdot \text{cm}^{-1}$) | 最小稳定运移压力梯度/ ($10^{-3} \text{ MPa}^2 \cdot \text{cm}^{-1}$) | 流速/ ($10^{-5} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1}$) | 最终含气饱和度/ % |
|----|-----|---|---|--|---------------|
| Ⅱ类 | S6 | 182.0 | 292.0 | 0.7 | 67.57 |
| | S7 | 201.0 | 353.0 | 2.0 | 61.38 |
| | S8 | 56.0 | 248.0 | 1.1 | 56.10 |
| | S9 | 246.0 | 285.0 | 1.3 | 54.20 |
| | S10 | 189.0 | 289.0 | 0.9 | 61.77 |
| Ⅲ类 | S11 | 367.0 | 488.0 | 1.7 | 60.88 |
| Ⅳ类 | S12 | 2 574.0 | 2 939.0 | 0.4 | 48.50 |

3.3.2 天然气聚集特征

在致密砂岩充注过程中,天然气克服阻力进入孔隙而驱替地层水,在孔隙中聚集使得储层含气饱和度增加^[29]。随流体注入压力梯度的增加,每一块岩心的含气饱和度先急速增长、后缓慢增长、最终趋于稳定。Ⅰ类储层含气饱和度增长速度最快,最终含气饱和度最大,平均为 75.35%(见图 6(a));Ⅱ类储层含气饱和度增长速度中等,最终含气饱和度较大,介于 54.20%~67.57%,平均为 61.98%(见图 6(b));Ⅲ类和Ⅳ类储层含气饱和度增长速度减缓,最终含气饱和度减小,分别为 60.88%和 48.50%(见图 6(c-d))。

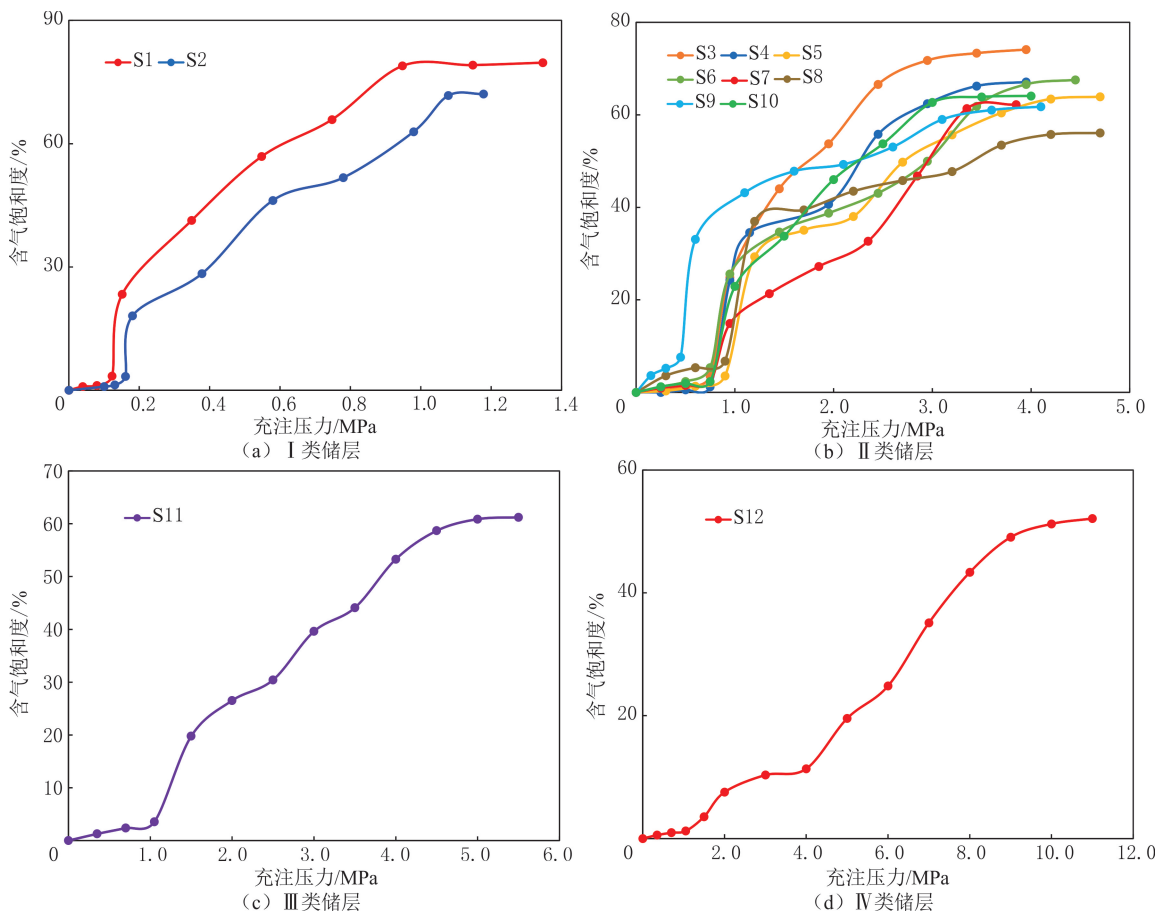


图 6 研究区致密砂岩不同类型储层含气饱和度曲线

Fig. 6 Gas saturation curves for different reservoir types in tight sandstones of the study area

3.4 天然气在线运移与聚集特征

3.4.1 天然气在线运移特征

高温高压一维驱替模拟与低场核磁共振分析仪联机在线检测,常用于刻画致密砂岩气动态运聚特征,

模拟致密砂岩气动态运聚过程。选取四类致密砂岩典型岩心,进行天然气在线运聚实验。随气体充注压力的增加,不同孔隙结构的岩心横向弛豫时间 T_2 的变化趋势见图 7。随气体注入压力的增加,岩心的 T_2 谱曲线逐渐向左下方移动,表明气体在驱替岩石孔隙中地层水的过程为渐进式驱替^[29,33]。在相对较低的驱替压力下,较大岩石孔隙中的水先被驱替出,小孔隙中的水所需动力较大而难以被气体置换;随气体驱替压力的增加,较大孔隙中的可动水及小孔隙中的束缚水依次被驱替出。室温条件下,不同驱替压力和时间内典型岩心的核磁共振图像见图 8。其中黄色代表岩石中饱和水,气体没有信号,颜色越深代表信号越强,含气饱和度越高。随气体注入压力的增大,颜色逐渐变浅,含水饱和度降低。I 类储层变化速率最快,其次为 II 类储层的,III 类和 IV 类储层的几乎不变化(见图 8)。

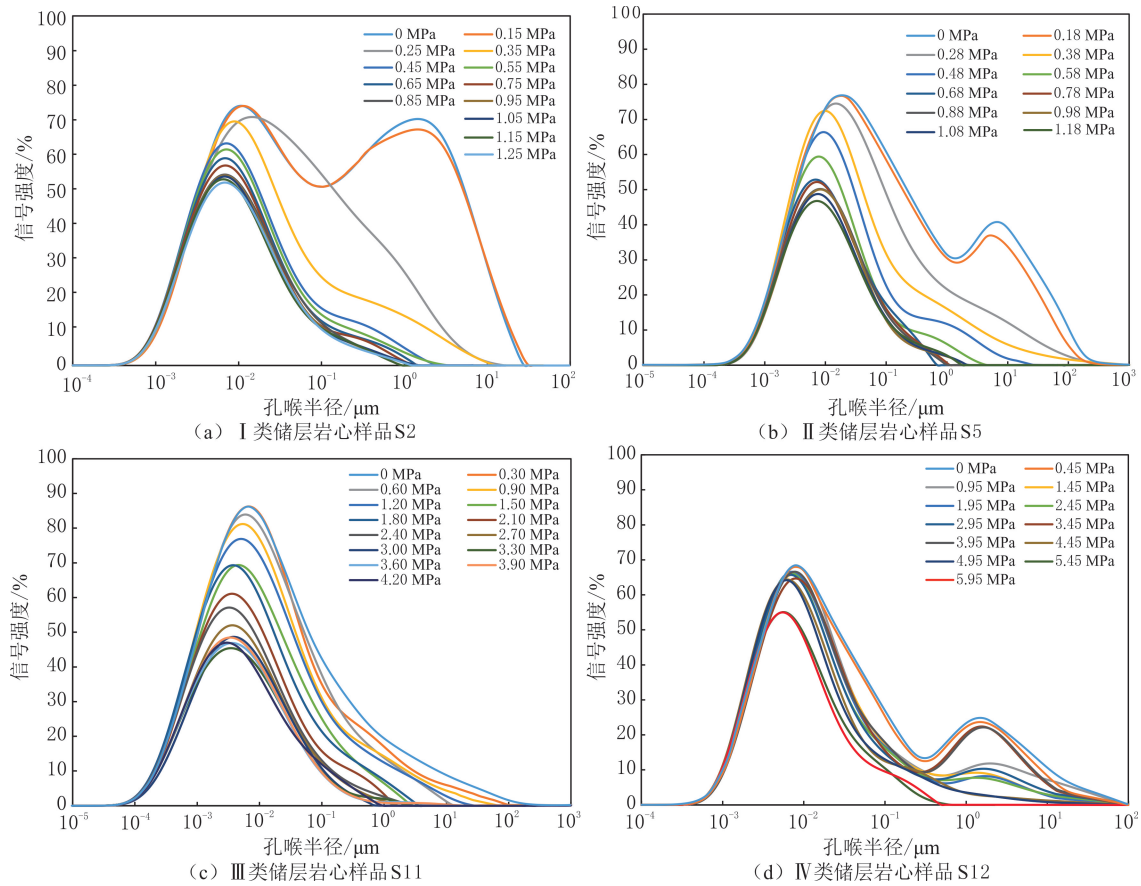
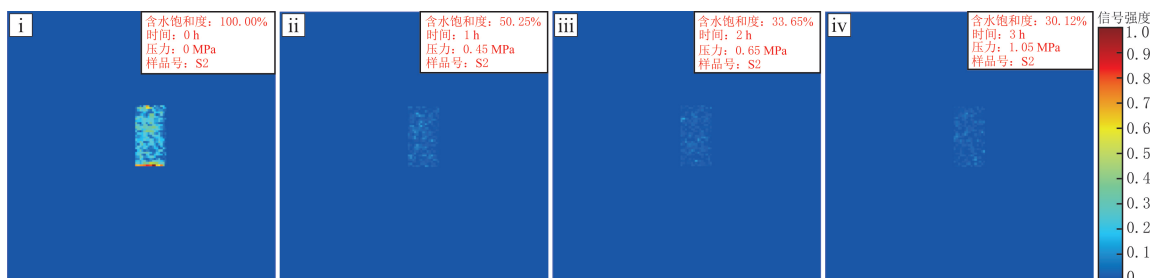


图 7 研究区致密砂岩不同类型储层典型岩心 T_2 谱曲线

Fig. 7 T_2 spectrum curves of representative cores from different types of tight sandstone reservoirs in the study area

3.4.2 天然气在线聚集特征

储层气—水置换程度受气体注入压力和储层质量影响^[34-35]。I 类和 II 类储层气体驱动力最小,含气饱和度快速增加,最终分别为 69.82%、68.73%(见图 9(a-b))。III 类储层气体驱动力变大,含气饱和度增



(a) I 类储层岩心

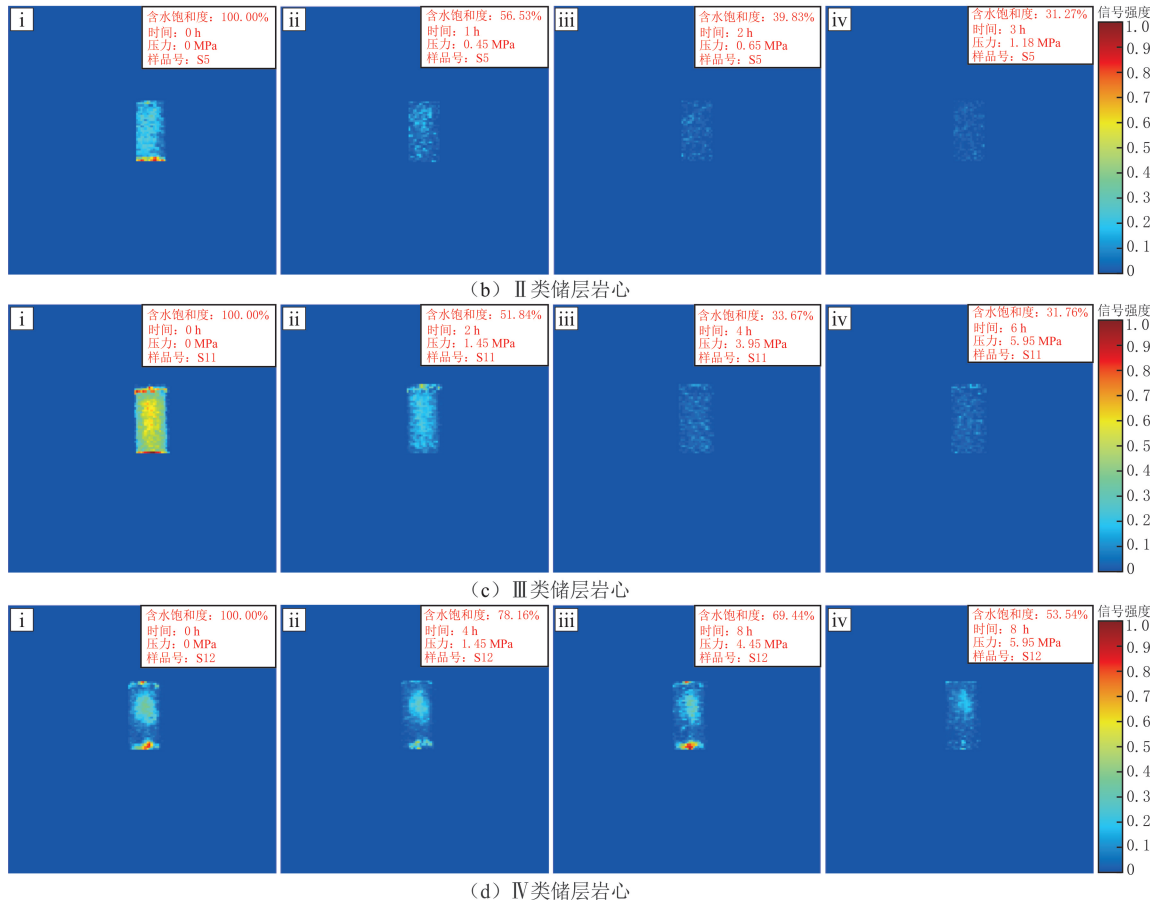
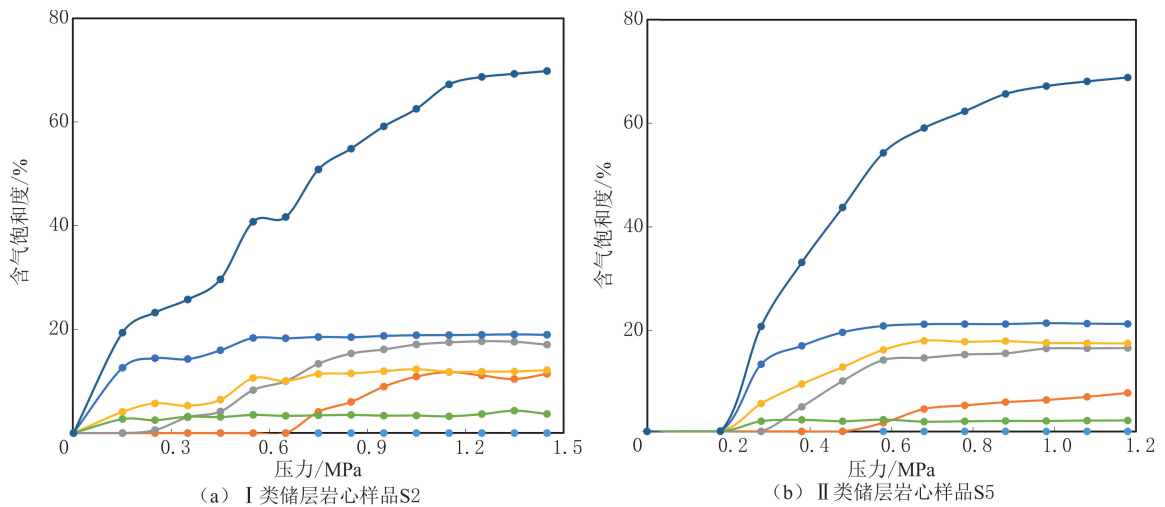


图 8 不同注入压力下研究区四类储层岩心核磁共振成像

Fig. 8 NMR images of scores from four reservoir types under different injection pressures

长速度变慢, 最终为 68.24% (见图 9(c))。IV 类储层气体气体驱动力最大, 含气饱和度的增长速度最慢, 最终为 46.46% (图 9(d))。

研究区四类储层岩心样品不同孔径储集空间含气饱和度曲线 (见图 9) 表明, 大孔喉含气饱和度增长迅速, 小孔喉含气饱和度增长缓慢, 岩心最终含气饱和度主要来自大孔喉的贡献。四类储层岩心之间存在差异 (见表 4)。



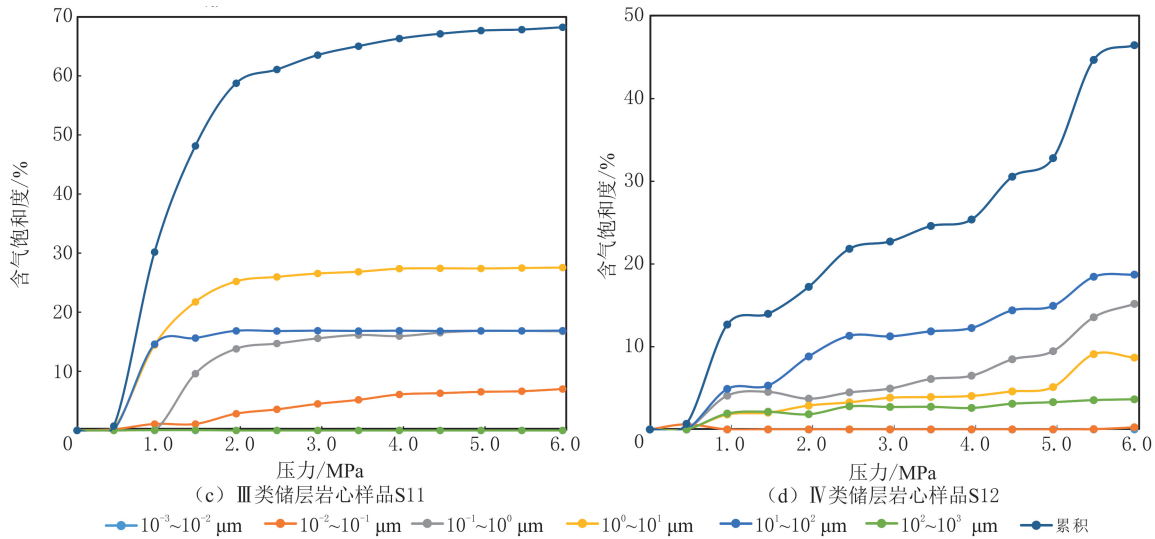


图9 研究区四类储层岩心样品不同孔径储集空间含气饱和度曲线

Fig. 9 Gas saturation curves for different pore-size reservoir spaces in four representative reservoir cores under variable displacement pressures in study area

表4 研究区四类储层岩心样品不同孔径储集空间占比及最终含气饱和度

Table 4 Proportion of reservoir space by pore size and contribution to gas saturation for representative cores of four reservoir types in study area

| 类型 | 编号 | 最终含气饱和度/ % | 孔径储集空间占比/% | | | | | |
|-----|-----|---------------|------------------------------------|------------------------------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| | | | $10^{-3} \sim 10^{-2} \mu\text{m}$ | $10^{-2} \sim 10^{-1} \mu\text{m}$ | $10^{-1} \sim 10^0 \mu\text{m}$ | $10^0 \sim 10^1 \mu\text{m}$ | $10^1 \sim 10^2 \mu\text{m}$ | $10^2 \sim 10^3 \mu\text{m}$ |
| I | S2 | 69.82 | 0 | 18.30 | 27.32 | 19.43 | 29.03 | 5.93 |
| II | S5 | 68.73 | 0 | 10.27 | 24.58 | 40.39 | 24.76 | 0 |
| III | S11 | 68.24 | 0 | 0.53 | 32.64 | 18.68 | 40.30 | 7.84 |
| IV | S12 | 46.46 | 0 | 11.89 | 24.30 | 27.20 | 33.23 | 3.38 |

4 实验讨论

4.1 物性对天然气运聚的影响

致密砂岩的储集能力和渗流能力对天然气的运移与聚集具有重要影响^[34-36]。根据典型岩心核磁共振成像, S5 岩心具有最大孔隙度, 但渗流能力相对较弱, 导致核磁共振信号比 S2 岩心的变化缓慢(见图 8(a-b))。S12 岩心核磁共振信号变化最慢, 需要更大压力才能实现天然气充注及最终含气饱和度最低, 原因是岩心储集能力和渗流能力最差(见图 8(d))。研究区岩心样品的物性与天然气运移压力梯度及含气饱和度关系(见图 10)表明, 孔隙度与最小运移压力梯度、最小稳定运移压力梯度相关关系较差, 对天然气运移影响较小。孔隙度主要决定砂岩的储集能力, 与岩石含气饱和度之间具有良好相关关系。渗透率对天然气运移影响最大, 与最小运移压力梯度、最小稳定运移压力梯度相关关系显著。

4.2 微观孔隙结构对天然气运聚的影响

孔隙结构影响天然气的运移与成藏过程, 本质上是天然气驱替孔隙水并导致含气饱和度改变的结果^[18, 37-38]。

4.2.1 孔隙

致密砂岩孔隙半径对天然气运移的最小压力梯度、最小稳定运移压力梯度无显著影响(见图 11(a))。孔隙半径主要决定岩石的储集能力, 对渗流能力无明显控制作用^[18], 孔隙半径和连通孔隙占比与岩心最终含气饱和度呈正相关关系(见图 11(b-c))。连通孔隙占比越高的储层, 更多地层水可以被天然气替代, 具有更高的含气饱和度。

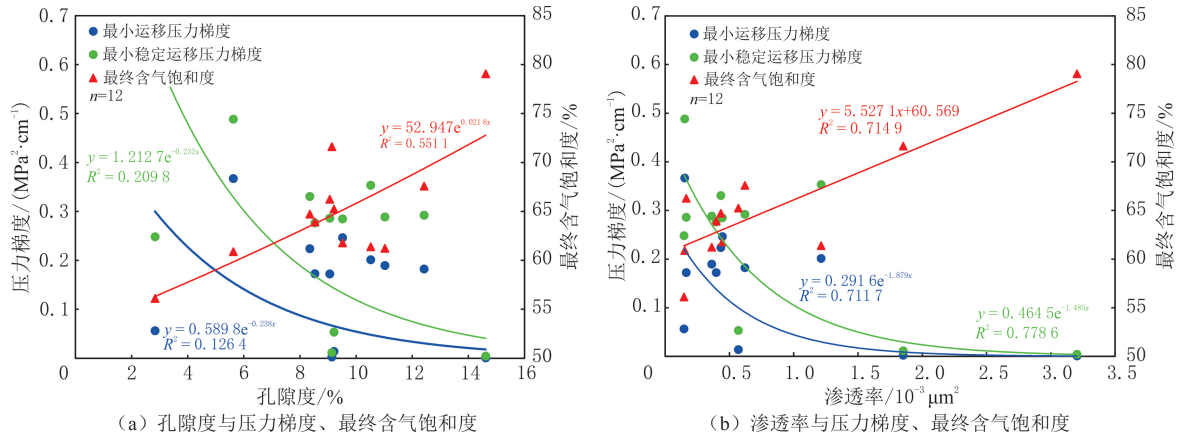


图 10 研究区岩心样品孔隙度、渗透率与气体压力梯度、最终含气饱和度及贡献关系

Fig. 10 Relationship between porosity, permeability, gas pressure gradient, and ultimate gas saturation of core samples of the study area

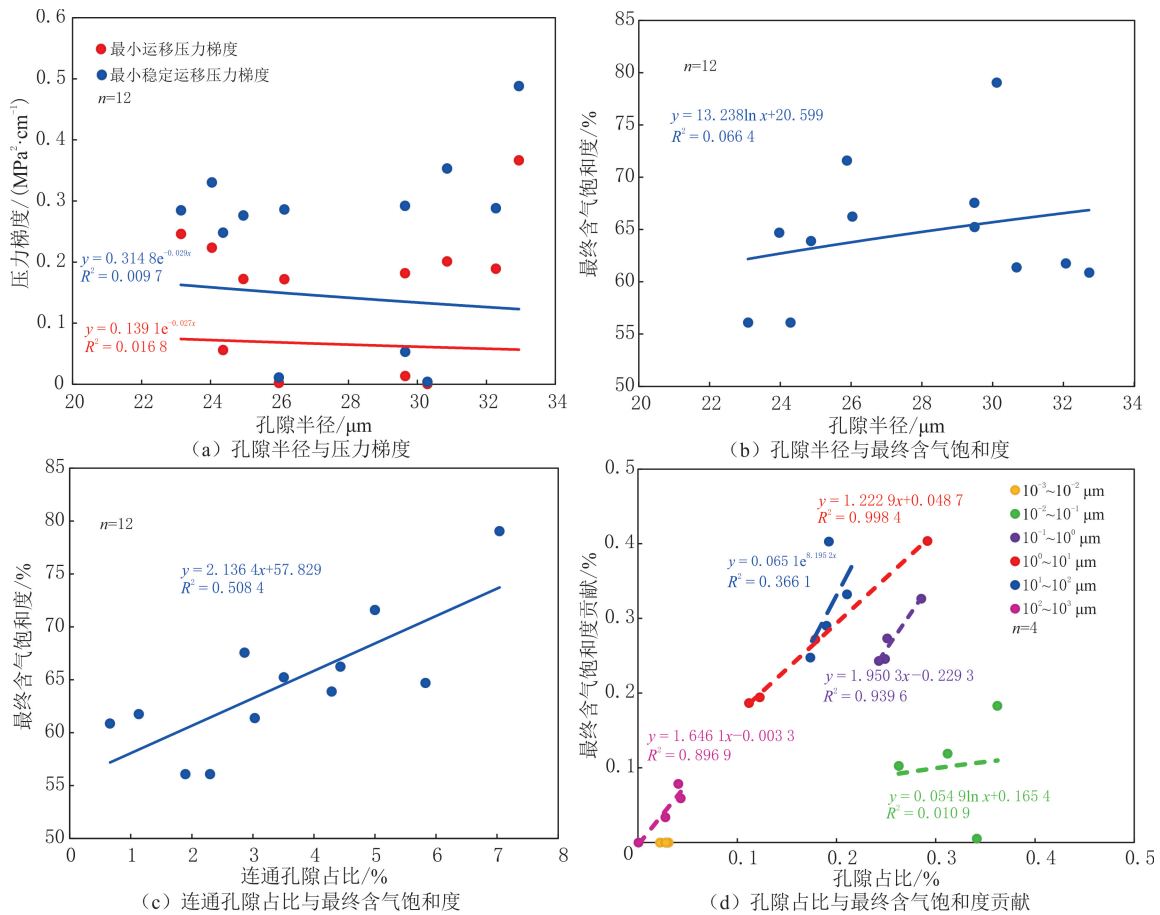


图 11 研究区岩心样品孔隙半径、连通孔隙占比与气体压力梯度、最终含气饱和度及贡献关系

Fig. 11 Relationship between pore radius, proportion of connected pores, gas pressure gradient, and ultimate gas saturation of core samples of the study area

孔隙作为储集空间,孔径储集空间占比影响含气饱和度的贡献^[19,39-40]。随大孔喉占比的增加,对含气饱和度的贡献呈上升的趋势;小孔喉对含气饱和度贡献与占比相关关系较差,对含气饱和度贡献较小(见表 4 和图 11(d))。原因是天然气在进入岩心时,存在多条运移路径,气体优先选择孔隙、喉道较大的路径发生运移(见图 12(a-b))^[41];运移一段时间,当优势运移路径上的动力难以克服运移阻力时停止运移;随充注的持续进行,当累积的运移动力超过运移阻力时,气体又开始运移(见图 12(c));经过多次运移和充

注,在岩心中最终形成优势通道(见图 12(d)),只有靠近优势运移通道附近的少部分小孔喉有气体进入,大部分小孔喉未被气体充填,小孔喉对含气饱和度贡献小(见表 4、图 11(d)和图 12(d))。

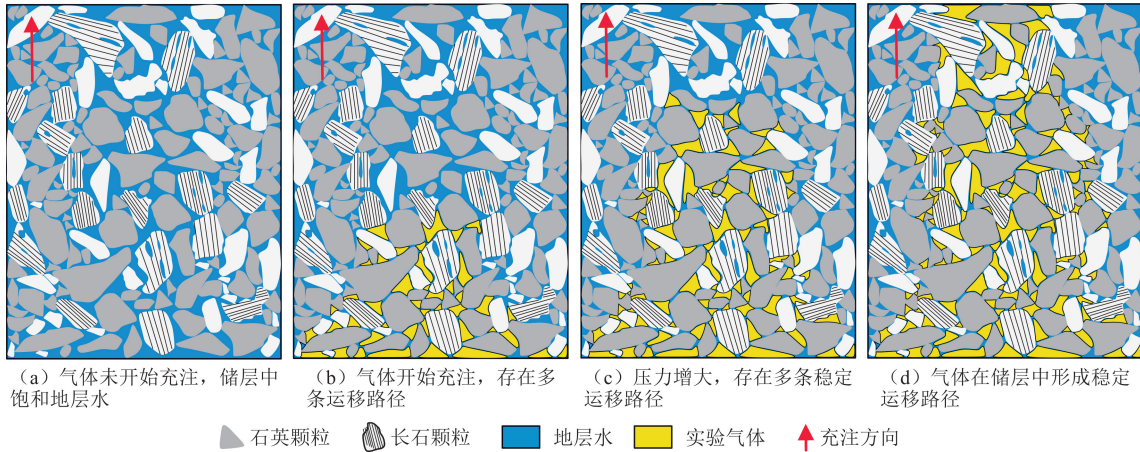


图 12 研究区致密砂岩储层气体充注示意

Fig. 12 Schematic of gas injection into a tight sandstone reservoir of the study area

4.2.2 喉道

喉道的长度、宽度影响储集层的渗流能力^[24,42]。随致密砂岩的喉道半径增大、长度变短,天然气运移最小压力梯度与最小稳定压力梯度降低,二者表现为良好的负相关关系(见图 13(a-b))。在气水两相运移

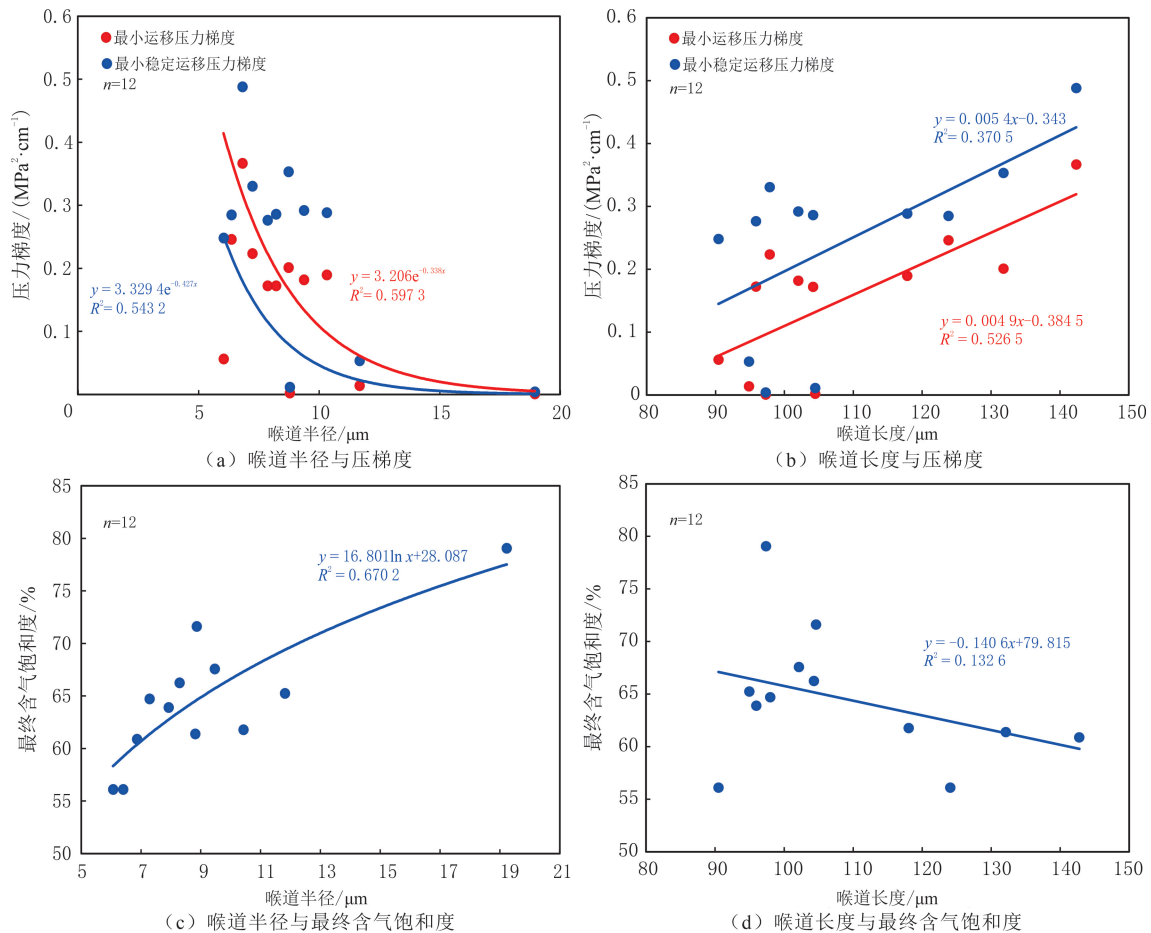


图 13 研究区岩心样品喉道半径、长度与气体压力梯度、最终含气饱和度关系

Fig. 13 Relationship between throat radius, length, gas pressure gradient and final gas saturation of core samples of the study area

的过程中,由于致密砂岩具有较强的亲水性,受固—液微观力和气水表面力的相互作用,地层水在喉道的管壁处形成束缚水膜,对天然气的运移产生一定的阻力^[43]。在粗喉道中,束缚水膜占比小,天然气渗流截面积增大且流动阻力小,流速较快,天然气更加容易驱替孔隙中的地层水,有利于形成连续流动的运移通道,岩心含气性变好(见图 13(c-d))。

4.2.3 孔隙连通性

连通性越好,越有利于气水的渗流^[27,44-46]。孔喉连通性主要表现为配位数和孔喉比,配位数越大,孔喉比越小,孔喉连通性越好^[47]。随孔喉比的增大、配位数的减小,天然气运移最小运移压力梯度、最小稳定运移压力梯度呈下降的趋势,具有显著相关关系(见图 14(a-b))。孔喉比的增大代表孔隙与喉道差异变大及喉道变窄,导致天然气驱替地层水需要克服更大的毛细管阻力(见图 14(c))。配位数的增多丰富流体流动通道,从而提高含气饱和度(见图 14(d))。

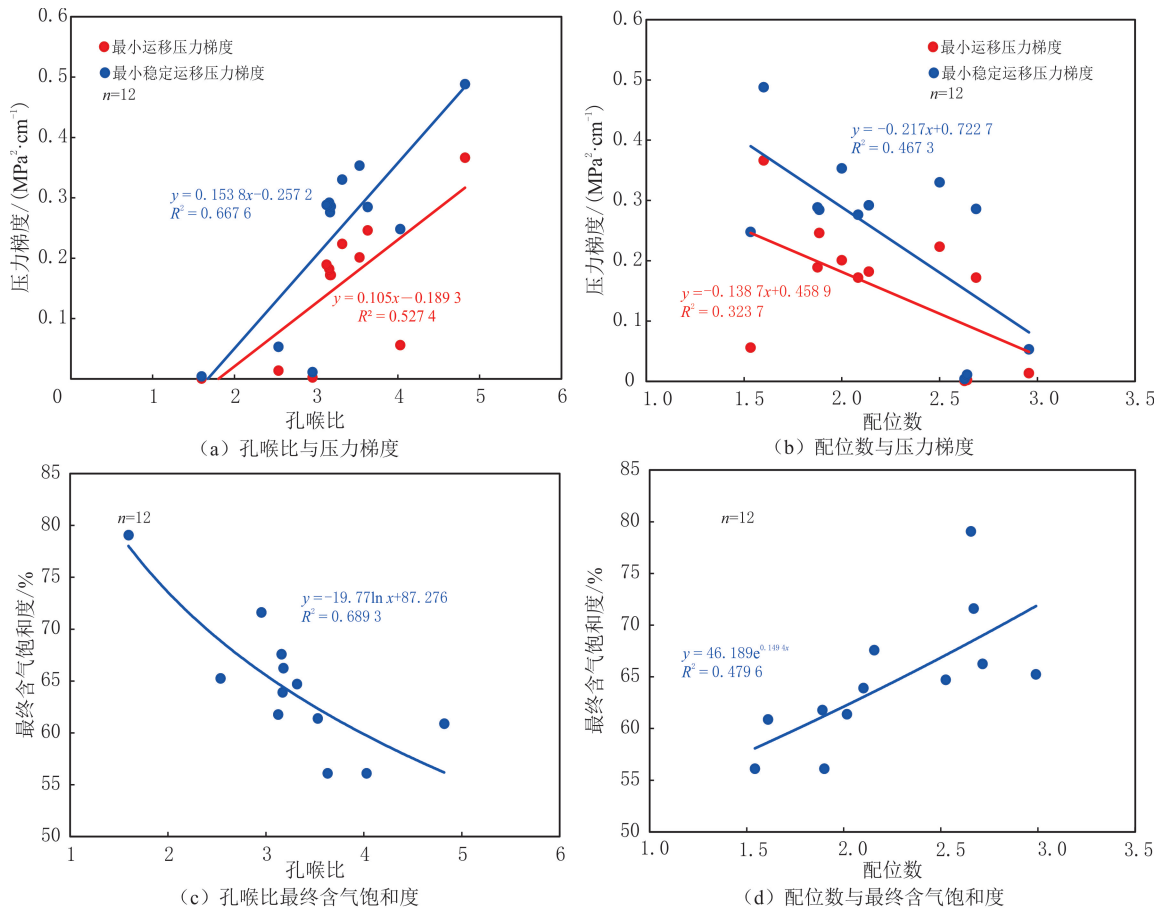


图 14 研究区岩心样品孔喉比、配位数与气体压力梯度、最终含气饱和度关系

Fig. 14 Relationship between pore throat ratio, coordination number, gas pressure gradient, and ultimate gas saturation of the study area

4.3 孔隙结构差异

由于孔隙结构存在差异,在天然气充注过程中的气体驱替地层水也存在一定的差异。I类储层为快速增长—高饱和度的天然气运聚模式(见表 5)。由于大孔、粗喉密布(见图 4(a)),天然气充注初期储层毛细管阻力较小,导致原始地层水在孔喉空间被气体迅速置换,储层含气量快速增加且较高(见图 9(a))。随气体充注动力的增强,含气饱和度增加,最终气体稳定运移,有利于天然气的大规模快速充注。I类储层试气日产能为 $42.48 \times 10^4 \text{ m}^3$,为研究区致密气主力“甜点储层”和有利区开发目标(见图 6(a))。

II类储层为中速增长—中含饱和度的天然气运聚模式(见表 5)。由于小孔隙散乱分布,喉道连通部分孔隙(见图 4(b)),导致储层毛细管阻力较大。天然气充注初期,大孔中的自由水可以被气体置换(见

图 9(b))。随气体充注动力的增强,储层含气量增加。由于储集性和连通性相对较差,含气饱和度的增长速率及大小不如 I 类储层的。II 类储层试气日产能为 $2.563 \times 10^5 \text{ m}^3$, 为研究区次级“甜点储层”(见图 6(b))。

表 5 研究区致密砂岩不同类型储层运聚特征

Table 5 Transportation and accumulation characteristics of different reservoir types in tight sandstone reservoirs of the study area

| 类型 | 运聚类型 | 平均孔隙度/ % | 平均渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$ | 平均最小运移 压力梯度/ $(10^{-3} \text{ MPa}^2 \cdot \text{cm}^{-1})$ | 平均最小稳定 运移压力梯度/ $(10^{-3} \text{ MPa}^2 \cdot \text{cm}^{-1})$ | 最终流速/ $(10^{-5} \text{ m} \cdot \text{s}^{-1})$ | 含气 饱和度/ % | 增长 速率 |
|--------|-------------|-------------|-----------------------------------|---|---|--|-----------------|----------|
| I | 快速增长—高饱和度 | 11.84 | 2.53 | 1.6 | 7.8 | 20.3 | 高 | 快 |
| II | 中速增长—中含气饱和度 | 9.78 | 0.52 | 180.4 | 295.0 | 1.7 | 中 | 中 |
| III、IV | 缓速增长—低饱和度 | 5.57 | 0.28 | 1 470.1 | 1 712.4 | 1.1 | 低 | 慢 |

III 类和 IV 类储层为缓速增长—低饱和度的天然气运聚模式(见表 5)。零星分布的孔隙、狭窄的喉道导致毛细管阻力大(见图 4(c-d))。天然气充注初期,部分连通的大孔中的自由水被置换(见图 9(c-d)),由于储集能力和连通能力极差,导致含气饱和度增长速率缓慢且最小,制约天然气规模性聚集(见图 6(d))。测井解释以差气层、干层为主,两类储层试气日产能较低。

4.4 致密砂岩天然气运移动力学机制

受排驱压力影响的油气在致密砂岩中的运移存在非运移区、非稳定运移区和稳定运移区^[34]。非运移区的天然气无法在致密砂岩中发生有效运移,非稳定运移区的天然气开始发生有效运移,稳定运移区的天然气发生稳定有效运移。不同运移区可以通过储层物性及充注压力确定^[34]。致密砂岩中的天然气运移主要受控于储层微观孔隙结构及气体压力。微观孔隙结构参数获取成本较高,储层物性是孔隙结构的宏观表现,易于获取^[48-49]。渗透率对天然气运移控制强于孔隙度的,根据渗透率及气体充注压力绘制 12 块岩心致密砂岩气运移模式解释图版(见图 10 和图 15)。

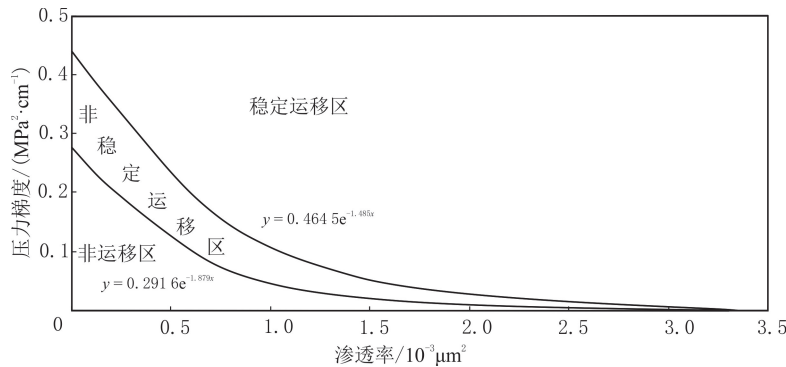


图 15 研究区致密砂岩气运移模式解释图版

Fig. 15 Interpretation panel of gas migration patterns in tight sandstone of the study area

天然气在致密砂岩储层中发生运移和稳定运移的临界条件见图 15。当气体压力超过最小运移压力梯度时,天然气能够实现大规模运移;当气体压力小于最小运移压力梯度时,无法进行大规模运移,在一定范围内聚集成藏。当气体动力大于最小稳定运移压力梯度时,天然气在致密砂岩储层中形成稳定的运移路径。

鄂尔多斯盆地、柴达木盆地和四川盆地致密砂岩气运聚研究表明^[29,31,34-35],天然气在致密砂岩中的运聚特点:受储层微观孔隙结构的影响,天然气在向储层中运移时存在排驱压力。当排驱压力超过临界条件时,天然气进入储层,未完全克服运移通道内部阻力,无法形成稳定有效的运移通道,含气饱和度缓慢增长。随排驱压力的增大并超过稳定运移的临界条件时,天然气在致密砂岩储层中形成稳定通道,实现稳定持续运移,含气饱和度快速增长后趋于稳定。

5 结论

(1)川中地区沙溪庙组致密砂岩主要为岩屑长石砂岩,划分为I、II、III和IV类储层。I类储层溶蚀作用强烈,孔隙、喉道密布,储集能力与渗流能力最好。II类储层绿泥石包壳发育,原生孔隙散乱分布、孔喉配置较好。III类和IV类储层受强烈的压实作用和胶结作用,导致孔喉不发育、配置差,储集能力和渗流能力有限。

(2)研究区天然气在致密砂岩中渗流存在启动压力,平均为 $152.0 \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$ 。致密砂岩孔隙结构不同,天然气运聚方式也存在一定差异。I类储层为快速增长—高含气饱和度的天然气运聚模式,启动压力最小,平均为 $1.5 \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$,最终含气饱和度平均为75.33%。II类储层为中速增长—中饱和度的天然气运聚模式,启动压力较大,平均为 $180.4 \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$,最终含气饱和度平均为61.98%。III类和IV类储层为缓速增长—低饱和度的天然气运聚模式,启动压力最大,分别为 367.0×10^{-3} 和 $2574.0 \times 10^{-3} \text{ MPa}^2/\text{cm}$,最终含气饱和度最小。

(3)研究区天然气运移主要受控于储层渗透率,孔隙度控制天然气聚集。孔隙半径、连通孔隙占比对天然气聚集程度存在明显影响。不同连通孔隙占比影响对含气饱和度的贡献。随大孔隙($10^{-1} \sim 10^2 \mu\text{m}$)占比的增大,对含气饱和度的贡献增加,小孔隙($10^{-3} \sim 10^{-1} \mu\text{m}$)对含气饱和度基本没有贡献。喉道与孔隙连通性对天然气的运移控制作用明显,喉道越宽,孔隙连通性越好,越有利于天然气运聚。

(4)建立川中地区沙溪庙组致密砂岩气运移解释图版,天然气在致密砂岩中的运移受气体注入动力和储层渗透率的控制,存在非运移区、非稳定运移区和稳定运移区。稳定运移区油气大规模运聚。

参考文献(References):

- [1] 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.
- [2] Rizwan S A, Liu Chenglin, Naseem A, et al. Organic geochemical evaluation of Cretaceous Talhar shale for shale oil and gas potential from Lower Indus Basin, Pakistan[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 200: 108404.
- [3] 陶士振,杨怡青,高建荣,等. 鄂尔多斯盆地致密砂岩气及伴生氦气形成演化特征[J]. 天然气地球科学, 2023, 34(4): 551-565.
Tao Shizhen, Yang Yiqing, Gao Jianrong, et al. The formation and evolution characteristics of tight sandstone gas and associated helium in Ordos Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2023, 34(4): 551-565.
- [4] 郑和荣,刘忠群,徐士林,等. 四川盆地中国石化探区须家河组致密砂岩气勘探开发进展与攻关方向[J]. 石油与天然气地质, 2021, 42(4): 765-783.
Zheng Herong, Liu Zhongqun, Xu Shilin, et al. Progress and key research directions of tight gas exploration and development in Xujiache Formation, SINOPEC exploration areas, Sichuan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2021, 42(4): 765-783.
- [5] 郭彤楼,熊亮,叶素娟,等. 输导层(体)非常规天然气勘探理论与实践:四川盆地新类型页岩气与致密砂岩气突破的启示[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 24-37.
Guo Tonglou, Xiong Liang, Ye Sujuan, et al. Theory and practice of unconventional gas exploration in carrier beds: insight from the breakthrough of new type of shale gas and tight gas in Sichuan Basin, SW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 24-37.
- [6] 厚刚福,李啸,马万云,等. 致密砂岩气成藏条件及有利勘探区带研究:以准噶尔盆地南部斜坡区侏罗系八道湾组为例[J]. 中国矿业大学学报, 2022, 51(6): 1152-1165.
Hou Gangfu, Li Xiao, Ma Wanyun, et al. Study of reservoir forming conditions of tight sandstone gas and favorable exploration zones: a case study of Jurassic Badaowan Formation in the southern slope area of Junggar Basin[J]. Journal of China University of Mining Technology, 2022, 51(6): 1152-1165.
- [7] 潘永帅,屈童,赵静,等. 基于高斯函数重构孔径分布曲线的储层孔隙结构评价方法:以东海盆地西湖凹陷花港组致密砂岩为例[J]. 东北石油大学学报, 2025, 49(3): 14-28.
Pan Yongshuai, Qu Tong, Zhao Jing, et al. Evaluating method of reservoir pore structure based on Gaussian function reconstruction of pore radius distribution curve: a case study from the tight sandstones of the Huagang Formation in Xihu Depression of the East China Sea Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2025, 49(3): 14-28.
- [8] 张水昌,米敬奎,刘柳红,等. 中国致密砂岩煤成气藏地质特征及成藏过程:以鄂尔多斯盆地上古生界与四川盆地须家河组气藏为例

- [J]. 石油勘探与开发, 2009, 36(3): 320-330.
- Zhang Shuichang, Mi Jingkui, Liu Lihong, et al. Geological features and formation of coal-formed tight sandstone gas pools in China: cases from Upper Paleozoic gas pools, Ordos Basin and Xujiahe Formation gas pools, Sichuan Basin[J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36(3): 320-330.
- [9] 王茂云, 曾澌辉, 王小娟, 等. 源—储分离型致密砂岩气藏中气水分布控制因素: 以四川盆地中部地区沙溪庙组致密砂岩气为例[J]. 石油学报, 2024, 45(8): 1187-1201.
- Wang Maoyun, Zeng Jianhui, Wang Xiaojuan, et al. Controlling factors of gas-water distribution in source-reservoir separated tight sandstone gas reservoirs: a case study of Shaximiao Formation tight sandstone gas in Central Sichuan Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(8): 1187-1201.
- [10] Zhang Huanle, Zeng Jianhui, Wang Maoyun, et al. Comprehensive multi-method characterization of pore structure and its impact on fluid mobility of tight sandstones: a case study of the Shaximiao Formation in the Central Sichuan Basin[J]. Processes, 2024, 12, 2470.
- [11] Lai Jin, Wang Guiwen, Cao Juntao, et al. Investigation of pore structure and petrophysical property in tight sandstones[J]. Marine and Petroleum Geology, 2018, 91: 179-189.
- [12] Zhang Quanpei, Liu Yicang, Wang Botao, et al. Effects of pore-throat structures on the fluid mobility in Chang 7 tight sandstone reservoirs of Longdong Area, Ordos Basin[J]. Marine and Petroleum Geology, 2022, 135: 105407.
- [13] Jia Kunkun, Zeng Jianhui, Wang Xin, et al. Wettability of tight sandstone reservoir and its impacts on the oil migration and accumulation: a case study of Shahejie Formation in Dongying Depression, Bohai Bay Basin[J]. Energies, 2022, 15: 4267.
- [14] 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.
- 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.
- [15] 郑民, 李建忠, 吴晓智, 等. 致密储集层原油充注物理模拟: 以准噶尔盆地吉木萨尔凹陷二叠系芦草沟组为例[J]. 石油勘探与开发, 2016, 43(2): 219-227.
- Zheng Min, Li Jianzhong, Wu Xiaozhi, et al. Physical modeling of oil charging in tight reservoirs: a case study of Permian Lucaogou Formation in Jimsar Sag, Junggar Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2016, 43(2): 219-227.
- [16] Payne S S, Wild P, Lubbe R. An integrated solution to rock physics modelling in fractured carbonate reservoirs[C]//Second EAGE Workshop on Rock Physics. Muscat; EAGE, 2010: 4453.
- [17] 操应长, 苾克来, 刘可禹, 等. 陆相湖盆致密砂岩油气储层储集性能表征与成储机制: 以松辽盆地南部白垩统泉头组四段为例[J]. 石油学报, 2018, 39(3): 247-265.
- Cao Yingchang, Xi Kelai, Liu Keyu, et al. Reservoir properties characterization and its genetic mechanism for tight sandstone oil and gas reservoir in lacustrine basin: the case of the fourth member of Lower Cretaceous Quantou Formation in the Southern Songliao Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018, 39(3): 247-265.
- [18] 纪友亮. 油气储层地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2015: 1-322.
- Ji Youliang. Petroleum reservoir geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2015: 1-322.
- [19] 范彩伟, 黄志龙, 邓广君, 等. 莺歌海盆地 LD10 气田砂岩储层可动流体特征与天然气充注下限[J]. 地质学报, 2022, 96(11): 3994-4009.
- Fan Caiwei, Huang Zhilong, Deng Guangjun, et al. Movable fluid characteristics and lower limit of natural gas charging in sandstone reservoirs of LD10 Gas Field in Yinggehai Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2022, 96(11): 3994-4009.
- [20] 陶士振, 高晓辉, 李昌伟, 等. 煤系致密砂岩气渗流机理实验模拟研究: 以四川盆地上三叠统须家河组煤系致密砂岩气为例[J]. 天然气地球科学, 2016, 27(7): 1143-1152.
- Tao Shizhen, Gao Xiaohui, Li Changwei, et al. The experiment simulation study on gas percolation mechanisms of tight sandstone core in coal measure strata: a case study on coal-measure tight sandstone gas in the Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin, China[J]. Natural Gas Geoscience, 2016, 27(7): 1143-1152.
- [21] 赵静, 黄志龙, 张景缘, 等. 致密砂岩储层孔隙结构分形与分级评价: 以莺歌海盆地乐东区黄流组为例[J]. 沉积学报, 2024, 42(1): 295-308.
- Zhao Jing, Huang Zhilong, Zhang Jingyuan, et al. Pore structure fractal and graded evaluation in tight sandstone reservoirs: a case study of the Huangliu Formation in the Ledong Area, Yinggehai Basin[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2024, 42(1): 295-308.
- [22] 王若谷, 乔向阳, 周进松, 等. 致密砂岩气运移的临界动力学条件探讨[J]. 石油实验地质, 2024, 46(3): 532-541.
- Wang Ruogu, Qiao Xiangyang, Zhou Jinsong, et al. Critical dynamic conditions for gas migration in tight sandstone[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2024, 46(3): 532-541.
- [23] 杨跃明, 王小娟, 陈双玲, 等. 四川盆地中部地区侏罗系沙溪庙组沉积体系演化及砂体发育特征[J]. 天然气工业, 2022, 42(1): 12-24.

- Yang Yueming, Wang Xiaojuan, Chen Shuangling, et al. Sedimentary system evolution and sandbody development characteristics of Jurassic Shaximiao Formation in the Central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2022,42(1):12-24.
- [24] 杨威,魏国齐,武赛军,等.四川盆地区域不整合特征及其对油气成藏的控制作用[J].*石油勘探与开发*,2023,50(3):504-515.
Yang Wei, Wei Guoqi, Wu Saijun, et al. Regional unconformities and their controls on hydrocarbon accumulation in Sichuan Basin, SW China[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2023,50(3):504-515.
- [25] 杨雨,谢继容,曹正林,等.四川盆地天府气田沙溪庙组大型致密砂岩气藏形成条件及勘探开发关键技术[J].*石油学报*,2023,44(6):917-932.
Yang Yu, Xie Jirong, Cao Zhenglin, et al. Forming conditions and key technologies for exploration and development of large tight sandstone gas reservoirs in Shaximiao Formation, Tianfu Gas Field of Sichuan Basin[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2023,44(6):917-932.
- [26] 张欢乐,川中地区沙溪庙组低渗透(致密)砂岩气成藏特征及主控因素[D].北京:中国石油大学(北京),2024:1-113.
Zhang Huanle. Characteristics of low permeability(tight) sandstone gas formation and main controlling factors of Shaximiao Formation in the Central Sichuan Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2024:1-113.
- [27] 朱华银,徐轩,安来志,等.致密气藏孔隙水赋存状态与流动性实验[J].*石油学报*,2016,37(2):230-236.
Zhu Huayin, Xu Xuan, An Laizhi, et al. An experimental on occurrence and mobility of pore water in tight gas reservoirs[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2016,37(2):230-236.
- [28] 赵文,吴克柳,姜林,等.基于孔隙网络模拟的致密砂岩气充注与微观气水赋存特征[J].*天然气工业*,2022,42(5):69-79.
Zhao Wen, Wu Keliu, Jiang Lin, et al. Charging and microscopic gas-water occurrence characteristics of tight sandstone gas based on pore network model[J]. *Natural Gas Industry*, 2022,42(5):69-79.
- [29] 谢增业,杨春龙,李剑,等.致密砂岩气藏充注模拟实验及气藏特征:以川中地区上三叠统须家河组砂岩气藏为例[J].*天然气工业*,2020,40(11):31-40.
Xie Zengye, Yang Chunlong, Li Jian, et al. Charging simulation experiment and characteristics of tight sandstone gas reservoirs: a case study of the Upper Triassic Xujiahe Formation sandstone gas reservoir in the Central Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2020,40(11):31-40.
- [30] Zeng Jianhui, Feng Xiao, Feng Sen, et al. Influence of tight sandstone micro-nano pore-throat structures on petroleum accumulation: evidence from experimental simulation combining X-ray tomography[J]. *Journal of Nanoscience and Nanotechnology*, 2017,17(9):6459-6469.
- [31] 赵子龙,赵靖舟,曹磊,等.基于充注模拟实验的致密砂岩气成藏过程分析:以鄂尔多斯盆地为例[J].*新疆石油地质*,2015,36(5):583-587.
Zhao Zilong, Zhao Jingzhou, Cao Lei, et al. Accumulation process analysis on tight sandstone gas based on charging simulation experiment: an example of Ordos Basin[J]. *Xinjiang Petroleum Geology*, 2015,36(5):583-587.
- [32] 杨正明,于荣泽,苏致新,等.特低渗透油藏非线性渗流数值模拟[J].*石油勘探与开发*,2010,37(1):94-98.
Yang Zhengming, Yu Rongze, Su Zhixin, et al. Numerical simulation of the nonlinear flow in ultra-low permeability reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2010,37(1):94-98.
- [33] 朱心健.东海盆地西湖凹陷深层致密砂岩储层天然气富集机理[D].北京:中国石油大学(北京),2021:1-119.
Zhu Xinjian. Enrichment mechanism of deep tight sandstone gas in the Xihu Sag, East China Sea Shelf Basin[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2021:1-119.
- [34] 陆统智,曾澍辉,王濡岳,等.柴达木盆地英西地区致密油成藏物理模拟实验[J].*天然气地球科学*,2022,33(2):256-266.
Lu Tongzhi, Zeng Jianhui, Wang Ruyue, et al. Physical simulation experiment of tight oil accumulation in Yingxi Area, Qaidam Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2022,33(2):256-266.
- [35] 徐轩,胡勇,邵龙义,等.低渗致密砂岩储层充注模拟实验及含气性变化规律:以鄂尔多斯盆地苏里格气藏为例[J].*中国矿业大学学报*,2017,46(6):1323-1331.
Xu Xuan, Hu Yong, Shao Longyi, et al. Experimental simulation of gas accumulation mechanism in sandstone reservoir: a case study of Sulige Gas Field, Ordos Basin[J]. *Journal of China University of Mining & Technology*, 2017,46(6):1323-1331.
- [36] 韩小琴,房涛,曹军,等.鄂尔多斯盆地延安气田山西组致密砂岩储层天然气充注模拟实验及含气性变化规律[J].*天然气地球科学*,2019,30(12):1721-1731.
Han Xiaoqin, Fang Tao, Cao Jun, et al. Simulation experiment of gas charging and gas-bearing change of tight sandstone reservoir of Shanxi Formation in Yan'an Gas Field, Ordos Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2019,30(12):1721-1731.
- [37] 乔俊程.致密砂岩气藏气水分布特征及其成因机制[D].北京:中国石油大学(北京),2020:1-176.
Qiao Juncheng. Distribution characteristics and formation mechanisms of gas-water distribution in the tight sandstone gas reservoirs [D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2020:1-176.
- [38] 张存剑.元坝地区须三、须四段致密砂岩孔隙结构及天然气运移特征研究[D].青岛:中国石油大学(华东),2021:1-93.

- Zhang Cunjian. Pore structure and gas migration characteristics of the tight sandstone of the third and fourth members of the Xujiahe Formation in Yuanba Area[D]. Qingdao: China University of Petroleum(East China), 2021:1-93.
- [39] 谢增业,杨春龙,李剑,等. 四川盆地致密砂岩天然气成藏特征及规模富集机制:以川中地区上三叠统须家河组气藏为例[J]. 天然气地球科学,2021,32(8):1201-1211.
- Xie Zengye, Yang Chunlong, Li Jian, et al. Accumulation characteristics and large-medium gas reservoir-forming mechanism of tight sandstone gas reservoir in Sichuan Basin: a case study on the Upper Triassic Xujiahe Formation gas reservoir in Central Sichuan Basin [J]. Natural Gas Geoscience, 2021,32(8):1201-1211.
- [40] 曹茜,樊太亮,曹勇,等. 致密砂岩储集空间特征及其对含气性的影响:以塔里木盆地库车坳陷克深井区巴什基奇克组为例[J]. 东北石油大学学报,2019,43(2):49-58.
- Cao Qian, Fan Tailiang, Cao Yong, et al. Tight sandstone reservoir space characteristics and its effect on gas content: a case study of Bashijiqike Formation in Keshen Area of Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Journal of Northeast Petroleum University, 2019,43(2):49-58.
- [41] 林晓英,郭春阳,曾澍辉,等. 低渗透砂岩天然气运移和聚集模拟实验[J]. 石油实验地质,2014,36(3):370-375.
- Lin Xiaoying, Guo Chunyang, Zeng Jianhui, et al. Experimental study on gas migration in low-permeability sandstone and accumulation reservoirs[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2014,36(3):370-375.
- [42] 彭军,韩浩东,夏青松,等. 深埋藏致密砂岩储层微观孔隙结构的分形表征及成因机理:以塔里木盆地顺托果勒地区柯坪塔格组为例[J]. 石油学报,2018,39(7):775-791.
- Peng Jun, Han Haodong, Xia Qingsong, et al. Fractal characterization and genetic mechanism of micro pore structure in deeply buried tight sandstone reservoirs: a case study of Kalpintag Formation in Shuntuoguole Area, Tarim Basin[J]. Acta Petrolei Sinica, 2018,39(7):775-791.
- [43] Armatas G S. Determination of the effects of the pore size distribution and pore connectivity distribution on the pore tortuosity and diffusive transport in model porous networks[J]. Chemical Engineering Science, 2006,61(14):4662-4675.
- [44] 庞振宇,孙卫,李进步,等. 低渗透致密气藏微观孔隙结构及渗流特征研究:以苏里格气田苏48和苏120区块储层为例[J]. 地质科技情报,2013,32(4):133-138.
- Pang Zhenyu, Sun Wei, Li Jinbu, et al. Microscopic pore structure and seepage characteristics of low-permeability and tight sandstone gas reservoir: taking blocks Su 48 and Su 120 in Sulige Gas Field as an example[J]. Geological Science and Technology Information, 2013,32(4):133-138.
- [45] 魏虎,孙卫,屈乐,等. 靖边气田北部上古生界储层微观孔隙结构及其对生产动态影响[J]. 地质科技情报,2011,30(2):85-90.
- Wei Hu, Sun Wei, Qu Le, et al. Micro-pore structure characteristics and its influence on gas well production performance in the northern part of sandstone reservoir in Jingbian Gas Field[J]. Geological Science and Technology Information, 2011,30(2):85-90.
- [46] Liu Mi, Xie Ranhong, Li Changxi, et al. Determining the segmentation point for calculating the fractal dimension from mercury injection capillary pressure curves in tight sandstone[J]. Journal of Geophysics and Engineering, 2018,15(4):1350-1362.
- [47] 王翘楚. 川西致密砂岩气藏微观孔隙结构对气水分布的控制作用[D]. 北京:中国石油大学(北京),2020:1-70.
- Wang Qiaochu. Research on microscopic pore structures of tight gas sandstone reservoirs and its controlling effect to gas-water distribution in the Western Sichuan Depression[D]. Beijing: China University of Petroleum(Beijing), 2020:1-70.
- [48] 李阳,吴胜和,侯加根,等. 油气藏开发地质研究进展与展望[J]. 石油勘探与开发,2017,44(4):569-579.
- Li Yang, Wu Shenghe, Hou Jiagen, et al. Progress and prospects of reservoir development geology[J]. Petroleum Exploration and Development, 2017,44(4):569-579.
- [49] 张鹏飞,卢双舫,李文浩,等. 江汉盆地新沟嘴组页岩油储层物性下限[J]. 石油与天然气地质,2016,37(1):93-100.
- Zhang Pengfei, Lu Shuangfang, Li Wenhao, et al. Lower limits of porosity and permeability of shale oil reservoirs in the Xingouzui Formation, Jianghan Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2016,37(1):93-100.