

引用格式:李松,杨建,方鸿铭,等. 深层致密砂岩气藏压裂液注排动态毛管力协同调控[J]. 油气藏评价与开发, XXXX, XX(X):

Li Song, Yang Jian, Fang Hongming, et al. Synergistic regulation of dynamic capillary pressure during fracturing fluid injection and flowback in deep tight sandstone gas reservoirs[J]. Petroleum Reservoir Evaluation and Development, XXXX, XX(X):

DOI: 10.13809/j.cnki.cn32-1825/te.20250109

深层致密砂岩气藏压裂液注排动态毛管力协同调控

李松^{1,2}, 杨建^{1,2}, 方鸿铭¹, 金岑虹¹, 王周炀¹, 李颖³

(1. 中国石油西南油气田分公司油气工艺研究院, 四川 成都 610017; 2. 国家能源高含硫气藏开采研发中心, 四川 广汉 618300; 3. 西南石油大学石油与天然气工程学院, 四川 成都 610500)

摘要:四川盆地梓潼区块沙溪庙组深层(3 680~4 250 m)致密砂岩气藏具有纳米级孔喉主导、强压实胶结、润湿滞后与黏土膨胀耦合等地质特征,导致压裂液侵入深度大、排液效率低(普遍小于 20%),并引发突出的水锁与黏土膨胀复合伤害,严重制约了气藏高效开发。针对上述问题,本文以该区块沙溪庙组一段(简称沙一段)天然岩心为研究对象,依托高温高压动态毛管力测试系统,模拟真实储层温压条件(82 °C、40 MPa 围压),系统开展了水驱气(模拟压裂液注入)与气驱水(模拟压裂液排液)全周期实验,揭示了毛管力在压裂排采过程中的动态演化规律,明确了其受“渗透率—纳米级孔喉占比—润湿滞后”耦合控制的作用机制。实验选取气体渗透率(K)介于 $(0.071\sim 1.158)\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ 的 15 块岩心,并划分为超低渗($K\leq 0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)、低渗($0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2<K\leq 1.0\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)和相对高渗($K>1.0\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$)3 组进行对比分析。结果表明:①水驱气阶段,动态毛管力随含水饱和度升高由驱替动力转变为流动阻力,临界转变点对应的含水饱和度约为 37%,渗透率越低($K\leq 0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$),阻力增长越显著;②气驱水阶段,毛管力始终表现为流动阻力,并随含水饱和度降低持续增强,超低渗岩心所受阻力可达高渗岩心的 1.5~4.0 倍;③建立了动态毛管力与渗透率的定量关系,揭示了纳米级孔喉占比(大于 70%)与伊利石主导的润湿滞后效应(动态接触角偏差 $30^\circ\sim 45^\circ$)的协同放大机制;④提出了“控速注水、分段缓返、黏土稳定、实时调控”的排液优化策略,建立了基于渗透率分区与地质特征耦合的差异化工程技术对策。研究成果为梓潼区块压裂方案精细化设计和排液制度优化提供了可靠的实验依据与理论支撑,也为四川盆地同类深层致密砂岩气藏的高效开发提供了重要参考。

关键词:深层致密砂岩气藏;动态毛管力;润湿滞后;压裂液;渗透率

中图分类号:TE357.4

文献标识码:A

Synergistic regulation of dynamic capillary pressure during fracturing fluid injection and flowback in deep tight sandstone gas reservoirs

Li Song^{1,2}, Yang Jian^{1,2}, Fang Hongming¹, Jin Cenhong¹, Wang Zhouyang¹, Li Ying³

(1. Oil & Gas Technology Research Institute, PetroChina Southwest Oil and Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610017, China;

2. National Energy High-sour Gas Reservoir Exploitation and R&D Center, Guanghan, Sichuan 618300, China; 3. School of Petroleum and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Sichuan Chengdu 610500, China)

Abstract: The deep tight sandstone gas reservoirs (3 680~4 250 m) in the Shaximiao Formation of the Zitong Block, Sichuan Basin, exhibit distinctive geological features: nanopore-throat dominance, strong compaction and cementation, and coupled wettability hysteresis and clay swelling. These features cause severe fracturing fluid invasion, low flowback efficiency (typically <20%), and compounded damage from water blocking and clay swelling, significantly hindering efficient reservoir development. To address these challenges, this study conducted full-cycle core-flooding experiments on natural samples from the first member of the Shaximiao Formation. Using a high-temperature high-pressure dynamic capillary pressure testing system under simulated reservoir conditions (82 °C, 40 MPa confining pressure), we simulated water-flooding-gas (fracturing fluid injection) and gas-flooding-water (flowback). Fifteen core samples with gas permeability ranging from $0.071\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ to $1.158\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$ were divided into three groups: ultra-low permeability ($K\leq 0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$), low permeability ($0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2<K\leq 1.0\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$), and relatively high permeability ($K>1.0\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$). The results reveal three key findings. First, during water flooding, dynamic capillary pressure transitions from a driving force to flow resistance as water saturation increases, with a critical transition at approximately 37% saturation. This resistance growth is more pronounced in lower-permeability cores ($K\leq 0.1\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$). Second, during gas flooding, capillary pressure consistently acts as a resistance that intensifies with decreasing water saturation; ultra-low permeability

收稿日期:2025-12-28。

第一作者简介:李松(1983—),男,博士,高级工程师,主要从事储层改造理论与技术方面的研究工作。地址:四川省成都市青羊区小关庙后街 25 号,邮政编码:610017。E-mail: li_song@petrochina.com.cn

基金项目:中国石油西南油气田分公司科技项目“低压致密砂岩储层改造关键技术研究及应用”(25XNYTSJ021)。

cores exhibit resistance 1.5 to 4.0 times greater than high-permeability cores. Third, a quantitative relationship was established, revealing the synergistic amplification mechanism of high nanopore-throat proportion ($>70\%$) and illite-dominated wettability hysteresis (dynamic contact angle deviation of $30^\circ \sim 45^\circ$). Based on these findings, we propose an optimized flowback strategy comprising “rate-controlled injection, staged gentle flowback, clay stabilization, and real-time adjustment,” with differentiated engineering measures integrating permeability zonation and geological characteristics. This research provides experimental and theoretical support for refining fracturing design and optimizing flowback regimes in the Zitong Block, and offers valuable guidance for developing analogous deep tight sandstone gas reservoirs in the Sichuan Basin and beyond.

Keywords: deep tight sandstone gas reservoirs; dynamic capillary pressure; wettability hysteresis; fracturing fluid flowback; permeability zoning

在全球能源低碳转型背景下,天然气的战略地位日益凸显。非常规天然气,尤其是低渗致密砂岩气,已成为保障国家能源安全和实现产量接替的关键领域^[1-6]。中国四川盆地侏罗系沙溪庙组发育低渗砂岩气藏。其中,梓潼区块沙溪庙组一段(简称沙一段)为重点开发层系:埋深 3 680~4 250 m,地层温度 82 °C、围压 40 MPa;孔喉以纳米级为主(小于 100 nm 占 60%~70%),连通性差;黏土矿物中伊利石含量高,质量分数介于 28%~32%,并含伊/蒙混层,具中一强水化膨胀性^[7-10]。上述特性导致压裂液侵入严重、滞留加剧、排液困难,并引发显著的水锁与黏土膨胀复合伤害,严重制约气藏高效开发。

该区块高效开发面临三大挑战:①压裂液侵入深、滞留不均,纳米级孔喉强化毛管力(p_c)作用,压裂液沿高渗通道优先入渗,大量滞留于低渗基质,压后排液效率普遍低于 20%;②水锁与黏土膨胀复合伤害,残余压裂液引发水锁效应,并与伊利石水化膨胀耦合,导致气相相对渗透率下降 30%~50%,压后产能显著降低;③储层温压条件加剧润湿滞后,储层条件下黏土吸附增强、界面张力变化,导致润湿滞后效应较常规储层高 50% 以上,动态毛管力演化机制尚不明确^[11-12]。水力压裂是动用储层产能的关键手段,但受限于对上述机理认识不足,现有排液制度缺乏针对性,严重制约开发效果。

压裂液在储层中的运移是受黏性力(p_v)、重力(p_g)和毛管力共同控制的。梓潼区块是以纳米级孔喉为主的低渗储层,毛管力占主导地位^[13]。传统渗流理论通常将毛管力简化为仅依赖含水饱和度与孔隙结构的静态或准静态参数^[14]。但在该区块实际非稳态驱替中,流体界面运移速率、黏土矿物吸附及高温高压环境共同导致三相接触角动态变化,即润湿滞后效应,导致实际毛管力显著偏离静态预测值,形成动态毛管力^[15]。该效应直接影响驱替前缘的稳定性、非润湿相的捕集和残余液相分布,进而决定了压裂液侵入深度与排液效率^[16]。

近年来,动态毛管力效应已成为多相渗流研究热点。学者们通过微观可视化^[17]、岩心驱替^[18]和数值模拟^[19]等手段,系统揭示了其影响因素与表征模型,普遍确认驱替速率、界面张力、岩石润湿性和孔隙结构复杂性是关键控

制参数^[20-21]。Shi 等^[22]建立了考虑多尺度孔隙毛管力非均质性的压裂液渗吸模型;宋付权等^[23]基于纳米多孔介质气驱水实验,阐明了毛管力对返排过程的阶段性调控规律。诸多学者围绕致密气藏压裂液返排机理及动态毛管力效应开展大量研究,取得了阶段性重要成果。在压裂液返排与水锁演化规律方面,刘峻嵘等^[24]通过物理模拟发现,致密油藏压裂后水锁形成的主要机制是裂缝与基质间毛管力不连续引发的末端效应。返排水锁的解除分 3 个阶段:快速解锁(生产压差主导)、缓慢解锁(毛管力主导,其核心机制为压裂液反向运移至基质深部及大孔向小孔迁移)和稳定水锁期。王代刚等^[25]采用微焦点 CT 扫描和格子 Boltzmann 方法,系统研究了致密油藏压裂-焖井-返排一体化开发过程中的微观渗流规律,阐明了岩石润湿性、毛细管数对渗吸和返排效率的控制作用。研究发现:岩石水湿程度越高,油滴拓扑连通性越强,压裂液返排难度越大^[25]。

然而,现有研究仍存在以下不足:①多集中于常规储层或常温常压条件,缺乏针对“深层高温高压、纳米级孔喉发育、黏土矿物富集”地质特征的系统实验;②压裂液“注入—返排”全周期中动态毛管力的演化规律尚未明确,特别是毛管力由压差辅助驱动力转变为流动阻力的临界条件缺乏定量描述;③渗透率与纳米级孔喉占比、黏土矿物类型等地质参数的耦合机制未量化,导致基于静态毛管力假设的数值模拟对该区排液动态预测偏差超 40%。

本文聚焦四川盆地梓潼区块沙一段深层致密砂岩储层,旨在实现以下创新突破:①系统揭示深层致密砂岩气藏压裂液注排全周期动态毛管力演化规律,明确毛管力作用机制转换的临界含水饱和度及其渗透率依赖性;②建立动态毛管力与渗透率的定量关系,阐明“渗透率-纳米级孔喉占比-黏土矿物类型”三元耦合控制机制;③提出基于渗透率分区的差异化排液优化策略,为压裂方案精细化设计和返排制度优化提供理论依据,并为梓潼区块压裂工艺优化与产能预测提供实验支撑和工程指导。

1 岩心动态毛管力测试实验与方法

1.1 岩心样品与地层流体及其特殊性

1.1.1 实验岩心基础物性

实验岩心取自四川盆地梓潼区块沙一段 3 680~4 250 m 井段,为典型深层低渗储层(原始含水饱和度介于 36.0%~52.3%),岩心基本参数见表 1。岩心经洗油处理后,置于 105 ℃条件下恒温烘干 48 h,随后加工为直径 38 mm 的标准塞样。地层水依据区块水质分析资料配制,为 CaCl₂型卤水,矿化度为 65 579 mg/L;该地层水在 25 ℃

下气-液界面张力为 68 mN/m,82 ℃时降至 58~60 mN/m,可匹配储层强毛管力环境。实验采用纯度大于 99.99% 的高纯甲烷(CH₄)作为气相介质,确保与真实气藏条件一致。岩心基础物性参数采用 LGPM70 型超低渗气体渗透率测量仪测定(表 2)。共选取 15 块岩心,渗透率介于 (0.071~1.158)×10⁻³ μm²,平均值低于 1.0×10⁻³ μm²,属致密砂岩。为系统研究渗透率与地质特征耦合对动态毛管力的影响,按渗透率将岩心分为 3 组:超低渗组($K \leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)、低渗组($0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 < K \leq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)和相对高渗参照组($K > 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)。该划分覆盖连续渗透率区间,旨在揭示不同渗流能力下动态毛管力的响应规律与主控机制。

表 1 四川盆地梓潼区块沙一段岩石学特征

Table 1 Petrological characteristics of the 1st Mmember of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

特征类别	具体参数 / 描述
岩性与颗粒	岩屑长石砂岩为主;分选中等—差,磨圆度次棱角状,颗粒粒径 0.1~0.5 mm
成岩作用	压实率 65%~75%,颗粒接触关系以线—凹凸接触为主;发育硅质胶结(石英次生加大边)、碳酸盐胶结(方解石,粒间充填);局部长石溶蚀,形成次生孔隙
孔隙与孔喉	孔隙类型主要为粒间溶孔(35%~45%)、粒内微孔(40%~50%);孔喉连通性差,纳米级孔喉(小于 100 nm 占比 60%~70%)
黏土矿物	伊利石质量分数介于 28%~32%,伊/蒙混层质量分数介于 5%~8%(膨胀性中等—强),绿泥石+高岭石质量分数小于 5%;分布形式为孔隙衬里、孔隙充填、颗粒包膜,加剧孔喉堵塞风险

表 2 四川盆地梓潼区块沙一段实验岩心的基础参数

Table 2 Basic parameters of experimental core samples from the 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

岩心编号	直径/cm	渗透率/10 ⁻³ μm ²	特征
A-1	3.812	0.071	超低渗
A-2	3.801	0.094	超低渗
A-3	3.805	0.182	低渗
A-4	3.811	0.324	低渗
A-5	3.821	0.411	低渗
A-6	3.802	0.452	低渗
A-7	3.807	0.483	低渗
A-8	3.813	0.507	低渗
A-9	3.805	0.522	低渗
A-10	3.817	0.551	低渗
A-11	3.805	0.597	低渗
A-12	3.824	0.675	低渗
A-13	3.815	0.824	低渗
A-14	3.808	1.081	相对高渗
A-15	3.820	1.158	相对高渗

1.1.2 孔喉结构测试方法

为定量表征岩心的纳米级孔喉特征,采用以下方法对全部 15 块岩心进行孔喉结构测试:

1) 高压压汞实验:采用 AutoPore IV 9520 型全自动压汞仪,最高进汞压力 413 MPa,可表征孔喉半径(r)范围

3.6 nm~1 000.0 μm。依据中华人民共和国国家标准《压汞法和气体吸附法测定固体材料孔径分布和孔隙度 第 1 部分:压汞法》(GB/T 21650.1—2008/ISO 15901-1:2005),测定岩心的孔喉半径分布、中值半径、分选系数及纳米级孔喉(小于 100 nm)占比。测试前将岩心在 105 ℃下烘干至恒重,置于膨胀计中抽真空至小于 50 μmHg 后进汞。

2) 核磁共振 T_2 谱分析:采用 MesoMR23-060H 型核磁共振岩心分析仪,共振频率 23 MHz,回波间隔 0.2 ms,等待时间 6 s,扫描次数 64 次。岩心经 100% 饱和地层水后,测试 T_2 谱分布,通过 T_2 弛豫时间与孔喉半径的转换关系(采用 SDR 模型,转换系数(C)为 10 nm/ms),获取孔隙尺寸分布,并与压汞结果相互验证。

3) 图像分析法:选取代表性岩心样品(每渗透率组各 2 块),采用聚焦离子束扫描电镜(FIB-SEM)进行三维孔隙结构成像。仪器型号 Helios NanoLab 650,成像分辨率 5 nm,重建体积 40 μm×40 μm×20 μm。通过 Avizo 软件进行图像分割与三维重构,统计纳米级孔喉(小于 100 nm)的体积占比及其空间分布特征。

综合上述 3 种方法的测试结果(表 3),15 块岩心的纳米级孔喉占比为 58.7%~79.3%,平均值 68.4%。其中,超低渗组纳米级孔喉占比 72%~78%,低渗组 53%~68%,相对高渗组($K > 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$) 38%~47%。3 种方法测试结果吻合良好(最大偏差小于 8%),证实了该区块“纳米级孔喉主导”的地质特征。”

表3 四川盆地梓潼区块沙一段不同测试方法获得的纳米级孔喉占比对比

Table 3 Comparison of proportion of nanopore throats obtained by different testing methods, the 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

渗透率分组	岩心编号	高压压汞法 /%	核磁共振法 /%	FIB-SEM 法 /%	平均值 /%
超低渗 ($K \leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	A-1~A-2	72.3~78.5	71.8~77.9	73.1~79.3	72~78
低渗 ($0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 < K \leq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	A-3~A-13	53.7~68.2	52.9~67.5	54.2~68.8	53~68
相对高渗 ($K > 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	A-14~A-15	38.2~46.9	37.6~45.8	39.1~47.5	38~47

注: FIB-SEM 法为聚焦离子束-扫描电子显微镜法。

1.1.3 润湿性测试方法

采用 JC2000D2 型高温高压接触角(θ)测量仪,在 82 °C、40 MPa 条件下测定岩心与地层水——甲烷体系的动态接触

角。测试方法为悬滴法,通过高速摄像记录液滴在岩心表面的铺展过程,利用 Young-Laplace 方程拟合计算动态接触角(θ_d)。静态接触角(θ_s)在常温常压下采用相同系统测定。每块岩心测试 3 次,取平均值作为最终结果(表 4)。

表4 四川盆地梓潼区块沙一段不同渗透率岩心的关键结构与界面参数

Table 4 Key structural and interfacial parameters of cores with different permeability from the 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

渗透率区间 / $10^{-3} \mu\text{m}^2$	样品数 / n	平均孔喉半径 / nm	比表面积 / (m^2/g)	孔喉半径变异系数	孔隙弯曲度	动态接触角偏差 / (°)	纳米级孔喉占比 / %
≤ 0.1	2	98.2 ± 42.5	15.3 ± 2.7	0.98 ± 0.14	2.0 ± 0.2	37.5 ± 7.8	75.1 ± 2.9
$0.1 < \leq 1.0$	11	342.6 ± 145.3	8.2 ± 1.9	0.74 ± 0.11	1.6 ± 0.2	22.3 ± 6.9	60.8 ± 7.2
> 1.0	2	746.5 ± 258.1	4.1 ± 1.1	0.53 ± 0.09	1.4 ± 0.1	12.4 ± 2.5	42.5 ± 4.3

1.2 实验装置与方法

1.2.1 实验装置

实验采用高温高压动态毛管力测试系统,集成岩心夹持器、高精度压力传感模块与含水饱和度实时监测模块,可模拟储层温压条件,同步连续监测驱替过程中岩心含水饱和度与毛管力的动态变化。

1.2.2 动态毛管力测试原理

动态毛管力是指非稳态驱替条件下,由于气-液-固三相界面动态作用产生的附加压力差。与传统静态毛管力(基于平衡接触角)不同,动态毛管力考虑了界面运移速率、润湿滞后效应及孔隙结构非均质性的耦合影响,更能真实反映压裂液在储层中的渗流特征。

动态毛管力的本质是气-液-固三相界面动态作用产生的附加压力差,其核心测试原理是基于非稳态驱替过程中多场耦合信号的同步解析。在气藏温压条件下,岩心内部存在黏性力、重力与毛管力的协同作用,根据达西定律扩展的多相渗流控制方程,动态毛管力可通过总驱替压力与可直接测量的黏性力、重力分量的差值计算获得,数学表达式如下:

$$p_c = p_{\text{total}} - p_v - p_g \quad (1)$$

$$p_v = \mu q L / (KA) \quad (2)$$

$$p_g = \Delta \rho g L \sin \theta \quad (3)$$

式中: p_c 为岩心毛管力,单位 MPa; p_{total} 为实验测得的岩心两端总驱替压差,单位 MPa; p_v 为黏性力分量,单位 MPa; p_g 为重力压力分量,单位 MPa; μ 为驱替流体黏度,单位 $\text{mPa}\cdot\text{s}$; q 为瞬时流量,单位 m^3/s ; L 为岩心长度,单位 m; K 为岩心渗透率,单位 $10^{-3} \mu\text{m}^2$; A 为岩心横截面积,单位 m^2 ; $\Delta \rho$ 为气液密度差,单位 kg/m^3 ; g 为重力加速度,单位 m/s^2 ; θ 为岩心轴线与水平面夹角,单位(°),本实验中 $\theta=0^\circ$,故 $p_g=0$ 。

与静态毛管力测试不同,本实验通过实时监测驱替过程中总压差、流量、含水饱和度的动态变化,实现非稳态条件下毛管力的连续计算,有效捕捉润湿滞后效应引发的接触角动态变化对毛管力的影响,克服了平衡态测试方法无法反映真实驱替过程的局限。

1.2.3 含水饱和度点的设计依据

实验选取含水饱和度(S_w) 28%、37%、48%、51%、57%、65%和 84%作为记录点,其设计依据如下:①28%为初始含水饱和度;②37%为预实验中发现毛管力由正迅速减小至 0 的临界点附近,加密监测以精确定位;③48%~57%为毛管力由负向加速增长的关键区间;④65%为典型中高含水饱和度点,便于对比不同渗透率岩心的毛管力差异;⑤84%为水驱气结束(即气驱水开始)时的初始饱和度。该设计可完整覆盖毛管力演化的关键阶段,为定量分析提供足够的数据密度。

1.2.4 润湿相-非润湿相动态界限判断方法

通过实验可测量指标量化驱替过程中润湿相(水)与非润湿相(甲烷)的动态界限(即驱替前缘位置与推进状态),具体判据如下:

1)出口端流体组分判据。通过气相色谱仪实时监测出口端甲烷体积分数($\varphi(\text{CH}_4)$):①驱替初期, $\varphi(\text{CH}_4)=100\%$,表明非润湿相(甲烷)未被完全驱替,润湿相(水相)未突破岩心出口,界限位于岩心内部;②前缘突破时刻, $\varphi(\text{CH}_4)$ 从 100% 骤降至 50% 以下(响应时间小于 10 s),表明润湿相已到达出口,界限突破岩心;③驱替末期, $\varphi(\text{CH}_4)<1\%$,表明非润湿相被基本完全驱替,岩心内部以润湿相为主。

2)压力响应判据。监测岩心两端总驱替压差(p_{total})的变化:①驱替前缘未突破时, p_{total} 呈缓慢上升趋势(因润湿相推进过程中黏性阻力累积);②前缘突破瞬间, p_{total} 出现明显“降阶”(降幅大于 10%),随后趋于稳定(润湿相形成连续流动通道)。

1.2.5 阶梯增压与平衡压力取值判定

阶梯增压旨在抑制非稳态压力波动,避免毛管力计算偏差。平衡压力依据“流量-饱和度双稳定判据”确定,具体如下:

1)增压步长。按岩心渗透率分级设定(步长与渗透率呈负相关,以保障驱替稳定性):超低渗组为 0.5 MPa/级;低渗组为 1.0 MPa/级;相对高渗参照组为 1.5 MPa/级;最大注入压力不大于 17 MPa(基于岩心抗压强度,防止岩心破裂)。

2)平衡压力判定。当流量与含水饱和度同时满足以下稳定条件时,即视为达到平衡压力,稳压 30 min 后升至下一级:①流量稳定,瞬时流量波动不大于 5%(持续 30 min),表明渗流进入准稳态,黏性阻力趋于稳定;②饱和度稳定:含水饱和度变化率不大于 0.5%/h(持续 30 min),反映润湿相-非润湿相界面移动趋缓,毛管力趋于稳定值。

1.2.6 实验步骤

岩心采用真空加压法饱和地层水,建立初始含水饱和度 28%。实验前进行气密性检查:40 MPa 条件下保压 30 min,允许压降不大于 0.05 MPa。半渗透隔板经充分浸润、抽真空(真空度不大于-0.095 MPa)、完全饱和和处理后,分别安装于岩心夹持器两端。岩心装填完成后,以 0.5 MPa/min 速率升压至 40 MPa 围压,再以 2 °C/min 速率升至实验温度 82 °C。待温度、压力体系稳定后,以 15 MPa 注入压力持续通过高纯甲烷并饱和 24 h,直至岩

心气相饱和稳定。

正式驱替实验分为 2 个阶段:第一阶段为水驱气实验(模拟压裂液注入过程),以 0.5 MPa 初始压差注入地层水,采用阶梯增压制度逐级升压(最大压差不大于 17 MPa);每级压力下稳压至流量、含水饱和度指标同步稳定,直至出口 $\varphi(\text{CH}_4)<1\%$;第二阶段为气驱水实验(模拟压裂液排液过程),利用同一岩心样品,通过阶梯增压方式注入甲烷开展驱替,直至出口端含水率不大于 0.1%,实验终止(表 5)。

表 5 四川盆地梓潼区块沙一段储层岩石动态毛管力的实验测试方案

Table 5 Experimental testing scheme for dynamic capillary pressure of reservoir rocks from the 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

参数	数值
岩心尺寸/mm	直径 38
岩心渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	≤ 0.1 、 $>0.1 \sim 1.0$ 、 >1.0
初始含水饱和度/%	28
温度/°C	82
围压/MPa	40
初始注入压力/MPa	10
回压/MPa	9.5
压力测试精度/MPa	0.01

实验全过程维持恒定有效应力与 82 °C 恒温条件,体系温度波动 ± 0.5 °C,围压波动 ± 0.1 MPa)。每块岩心重复 2 次,仅采用数据重合度不小于 90% 的结果进行分析,确保可靠性与可重复性。最终数据以平均值 $\pm$ 标准差表示。

2 实验结果与讨论

2.1 水驱气过程中动态毛管力演化特征

2.1.1 实验结果分析

在 82 °C、40 MPa 围压下,对初始含水饱和度 28% 的岩心开展地层水驱替甲烷实验,测定了不同含水饱和度对应的动态毛管力(图 1)。结果显示:初始阶段,毛管力为正值,作为驱动水相前缘运移的动力,促进压裂液自发渗吸进入微孔隙;当含水饱和度升至约 37% 时,毛管力由正值转为负值,且随 S_w 进一步增大而快速降低,转变为抑制水相持续扩展的流动阻力,毛管力发生显著的定性转变。

水驱过程中,随 S_w 升高,毛管力方向发生逆转。 S_w 达到 37% 为毛管力正负转向的临界点,该现象反映非稳态驱替过程中岩石表观润湿性发生动态变化,表现出明显

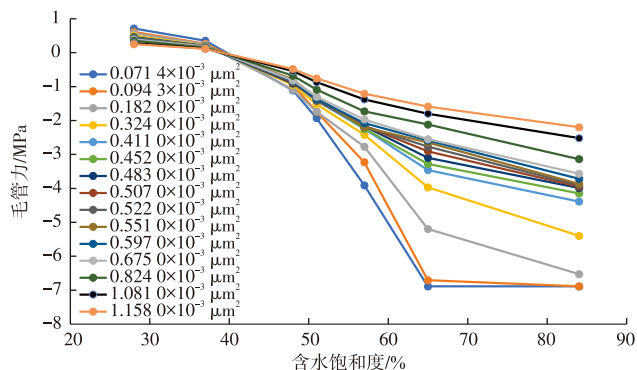


图1 四川盆地梓潼区块沙一段不同渗透率岩心水驱气过程中动态毛管力随含水饱和度变化曲线

Fig. 1 Curves of dynamic capillary pressure vs. water saturation during water flooding gas displacement in cores with different permeabilities, 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

的润湿滞后效应。这表明非稳态驱替中岩石表面润湿性动态演化,呈现显著润湿滞后效应。水驱气相对渗透率曲线进一步证实该现象:含水饱和度37%时,气相相对渗透率(K_{rg})从0.85骤降至0.21,水相相对渗透率(K_{rw})从0.03升至0.38,符合润湿性反转后的典型渗流特征^[19],印证润湿性动态演化是毛管力转向的核心机制。

渗透率是调控该转变的关键参数。对比不同渗透率岩心可见:渗透率越低,毛管力由正转负的临界 S_w 越小,且负向增幅更大、增速更快。例如, $S_w = 65\%$ 时, $0.071 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心(A-1)毛管力达 -6.89 MPa ,而 $1.158 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心(A-15)仅为 -1.59 MPa ,前者为后者的4.3倍。上述差异源于低渗岩心更强的孔隙界面效应与润湿滞后;其纳米级孔喉更小、比表面积更大,强化流-固界面相互作用;驱替中动态接触角增大,润湿滞后加剧,导致毛管力更早转负且阻力显著升高;高孔隙弯曲度与表面粗糙度进一步增强界面运动非均质性与能量耗散,共同驱动毛管阻力急剧上升。

2.1.2 基于 Young-Laplace 方程的理论解释

根据 Young-Laplace 方程,毛管力可表示为:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (4)$$

式中: σ 为气液界面张力,单位 mN/m ; θ 为接触角,单位($^\circ$); r 为孔喉半径,单位 m 。

在驱替过程中,以下参数均可能发生变化:

1)孔喉半径的影响:随着含水饱和度升高,水相优先占据较小孔喉,导致参与流动的有效孔喉半径逐渐减小。由方程 $p_c \propto 1/r$ 可知, r 减小将导致毛管力增大。在压力驱动的水驱油过程中,注入水优先进入阻力较小的大孔喉,随着驱替进行逐渐波及较小孔喉。由式(4)可知, r 减小将导致毛管力增大。

2)接触角的动态变化:在非稳态驱替条件下,由于三相接触线的移动受阻,动态接触角(θ_d)显著偏离静态接触角(θ_s)。对于水湿系统,前进接触角(θ_A) $>\theta_s$ 后退接触角(θ_R)。在驱替过程中,水相作为润湿相向前推进,对应前进接触角,使 $\cos \theta$ 减小,进而导致 p_c 降低甚至转负。

3)临界转变的物理机制:当 S_w 较低时,水相以孤立水膜或水环形式存在,主要分布在大孔喉表面,此时 $\theta \approx \theta_s$, $\cos \theta > 0$, p_c 为正。随着 S_w 升高,水相开始填充小孔喉,三相接触线移动加快,动态效应增强, θ 逐渐趋近 θ_A , $\cos \theta$ 减小。当 S_w 达到临界值(约37%)时, $\cos \theta$ 由正转负, p_c 相应由正转负。此后,随着 S_w 进一步升高, θ 继续增大, $\cos \theta$ 负值增大, p_c 负向增长。

4)渗透率的影响机制:低渗岩心具有更小的平均孔喉半径和更宽的孔喉半径分布(表6)。小孔喉中三相接触线的钉扎效应更强,动态接触角偏差更大;同时,孔喉半径分布的非均质性使水相优先进入大孔喉,剩余水在小孔喉中形成高毛管力屏障,导致临界饱和度更低、临界后阻力增长更快。

表6 四川盆地梓潼区块沙一段不同渗透率岩心的关键结构与界面参数

Table 6 Key structural and interfacial parameters of cores with different permeabilities, 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

渗透率区间/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	平均孔喉半径/ nm	比表面积/ (m^2/g)	孔喉半径变异系数	孔隙弯曲度	动态接触角 偏差/ $(^\circ)$	纳米级孔喉 占比/%
≤ 0.1	50~200	12~18	0.85~1.12	1.8~2.2	30~45	72~78
$>0.1 \sim 1.0$	200~500	6~10	0.65~0.85	1.5~1.8	15~30	53~68
>1.0	500~1 000	3~5	0.42~0.65	1.3~1.5	10~15	38~47

2.1.3 相对渗透率曲线的印证

为进一步验证上述机理,同步测定了水驱气过程中的相对渗透率曲线。图2给出了典型岩心(A-1)的相对渗透率随含水饱和度的变化。图中 K_{rg} 为气相相对渗透

率, K_{rw} 为水相相对渗透率。结果表明:当 $S_w = 37\%$ 时, K_{rg} 从初始的0.85骤降至0.21,降幅达75%; K_{rw} 从0.03升至0.38。这一变化与毛管力由正转负的临界点高度吻合,表明在临界饱和度处,气相流动能力急剧下降,水相流动能力显著增强,流体分布发生根本性改变,印证了润湿性

动态演化对渗流特征的主导作用。

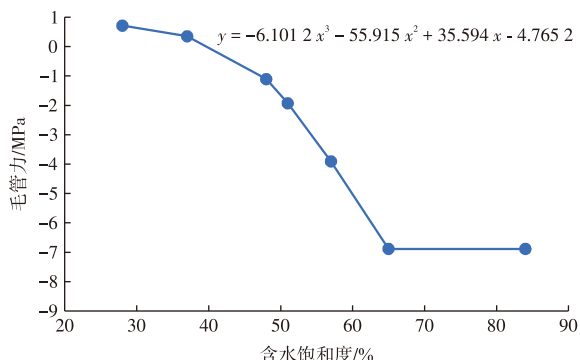


图2 四川盆地梓潼区块沙一段超低渗岩心(A-1)水驱气相对渗透率曲线

Fig. 2 Relative permeability curves during water flooding gas in ultra-low permeability core (A-1), 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

2.2 气驱水过程中动态毛管力演化特征

为模拟压裂液排液及气藏生产过程,在水驱气实验后,即刻对同一岩心($S_w \approx 84\%$)开展气驱水实验,采用对称阶梯增压制度模拟生产压差的建立过程。如图3所示,整个气驱水实验阶段,动态毛管力(p_c)始终为负值,持续抑制非润湿相气体的驱替作用。随着 S_w 由 84% 逐步降至 28%,毛管阻力不断增大,表明气体返排液体过程中,需持续克服毛管力作用形成的渗流屏障。

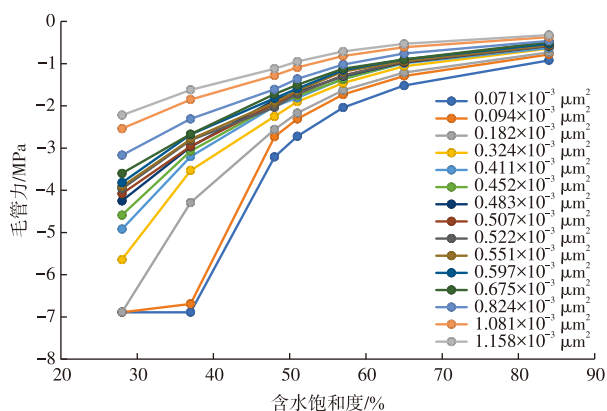


图3 四川盆地梓潼区块沙一段不同渗透率岩心气驱水过程中动态毛管力随含水饱和度变化曲线

Fig. 3 Curves of dynamic capillary pressure vs. water saturation during gas flooding water displacement in cores with different permeabilities, 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

渗透率对气驱水阶段的毛管阻力起决定性作用:相同含水饱和度条件下,岩心渗透率越低,毛管力绝对值越大。当 $S_w = 37\%$ 时, A-1 岩心 p_c 为 -6.89 MPa, A-15 岩心为 -1.62 MPa,前者约为后者的 4.3 倍。该规律与水驱气

阶段高 S_w 区阻力变化一致,印证渗透率影响的普遍性与可重复性。

上述差异源于气驱水过程中更强的润湿滞后效应及孔隙尺度水相分布特征:低渗透岩心内,驱替后期水相易被截留、分割,滞留于纳米级孔喉及孔隙粗糙角隅处,形成孤立残余水簇与壁面吸附水膜;气体驱替该类束缚残余水时,需持续克服毛细管压力与嘉敏效应叠加形成的复合渗流屏障,同时,低渗储层孔隙半径更小,比表面积更大,显著强化固-液界面相互作用,加剧三相接触线钉扎效应与动态接触角增大现象,最终导致润湿滞后作用进一步加剧。

2.3 渗透率对动态毛管力的影响机制

综合水驱气与气驱水实验结果表明:渗透率是控制低渗砂岩动态毛管力行为及演化规律的核心内在因素,且与梓潼区块高纳米级孔喉占比、黏土矿物类型存在显著耦合效应。

1) 孔隙尺度界面效应与润湿滞后强度的差异化耦合
如表5所示,超低渗岩心-纳米级孔喉占比 72%~78% (基于 15 块岩心、3 种测试方法的综合结果),显著高于高渗岩心。根据式(1),在界面张力 σ 相近的条件下,孔喉半径减小会直接引起毛细管压力大幅升高。实验测试结果与理论吻合: S_w 同为 65% 时,超低渗岩心毛管力绝对值为高渗岩心的 4.3 倍。

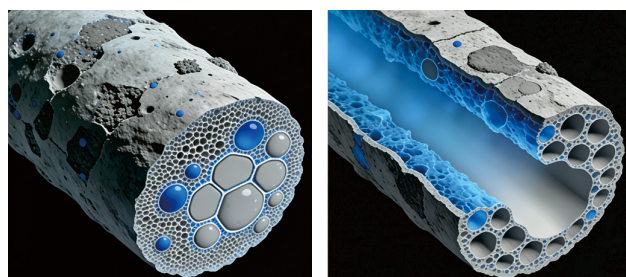
梓潼区块岩心伊利石含量高,质量分数介于 28%~32%,其纤维状伊利石附着于孔喉壁面,使孔喉表面粗糙度提升 30%~50%,进一步加剧储层微观化学非均质性。高温高压接触角测试结果表明:超低渗岩心 θ_d 介于 110°~135°, θ_s 介于 75°~85°,二者偏差达 30°~45°;而高渗岩心接触角偏差仅为 10°~15°。表明低渗岩心比表面积更大、黏土矿物吸附位点更发育,使三相接触线钉扎效应强度提升 2~3 倍,润湿滞后效应显著增强。毛管力与接触角相关性分析结果 ($R^2=0.87$) 进一步证实:润湿滞后是造成低渗储层动态毛管力“转变节点提前、渗流阻力增大”的核心作用机制。

2) 孔隙结构非均质性与黏土矿物分布引起的流体分布差异

低渗岩心孔隙结构非均质性突出:孔喉半径变异系数 0.85~1.12、孔道弯曲度 1.8~2.2,均显著高于高渗岩心(变异系数 0.42~0.65、弯曲度 1.3~1.5,见表6)。该微观结构特征与孔隙衬里型伊利石的赋存形态协同作用,共同调控多孔介质内部流体空间分布。核磁共振 T_2 谱结果显示:水驱气后期 ($S_w = 65\%$),超低渗岩心 T_2 谱呈双峰分布 (0.1~1.0 ms、10~50 ms),分别对应纳米级孔喉滞留束缚水(占比 78%)与孔隙残余气(占比 22%),表明水相孤立、气相连

续性差;高渗岩心为单一宽峰(10~100 ms,占比90%),储层内部气水两相流体连续分布、渗流连通性良好。

超低渗岩心(图4a)孔隙弯曲度高(1.8~2.2),致使气相有效渗流路径延长80%~120%,流体能量耗散强度提升2倍以上;黏土矿物充填孔隙,造成纳米级孔喉有效流通半径缩减25%~40%,进一步加剧润湿滞后累积效应。相比之下,高渗岩心(图4b)孔隙结构均一,黏土矿物含量小于15%, T_2 谱呈连续单峰,流体分布连续,动态界面作用效应弱。



a. 超低渗岩心(A-1)

b. 高渗岩心(A-15)

图4 四川盆地梓潼区块沙一段超低渗与高渗岩心的孔隙结构、流体分布与动态毛管力作用机理对比示意图

Fig. 4 Schematic comparison of pore structure, fluid distribution and dynamic capillary force mechanism of low-permeability and high-permeability cores, 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

3) 动态毛管力与渗透率的定量关系

图5实验结果表明,动态毛管力(含阻力峰值及各饱和度点阻力值)与岩心渗透率呈显著负相关,且符合幂律关系。该关系受纳米级孔喉占比调控: $K < 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,纳米级孔喉占比小于70%,毛管阻力幂律陡增; $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2 \leq K \leq 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,占比50%~70%,阻力增速趋缓; $K > 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,占比小于50%,动态毛管力绝对值及变化幅度显著降低。这一量化规律明确了梓

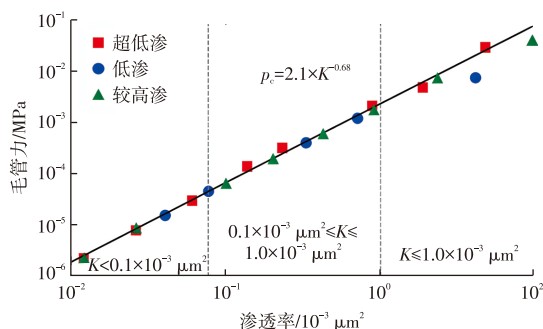


图5 四川盆地梓潼区块沙一段特定含水饱和度($S_w=65\%$)下动态毛管力与渗透率的定量关系

Fig. 5 Quantitative relationship between dynamic capillary pressure and permeability at a specific water saturation ($S_w=65\%$), 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

潼区块致密砂岩气藏开发中动态毛管力起主导作用的渗透率阈值($K \leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$),为数值模拟是否启用动态毛管力模型提供了关键判据与参数边界。

$$p_c = aK^{-b} \quad (5)$$

式中: a 、 b 为与岩性相关的经验系数,本文中 $a=2.1$, $b=0.68$ 。

2.4 临界饱和度的普适性分析

本研究发现,水驱气阶段毛管力由正转负的临界含水饱和度约为37%,该临界数值不具有储层普适性。基于Young-Laplace方程开展理论推导分析可知,该临界含水饱和度主要受控于3类关键因素:

1) 孔喉半径分布:纳米级孔喉占比越高、孔喉半径分布越宽(变异系数越大),临界含水饱和度越低。梓潼区块纳米级孔喉占比高达60%~70%,孔喉半径变异系数介于0.85~1.12,显著高于常规储层0.4~0.6,导致其临界饱和度(37%)低于常规储层(通常40%~50%)。

2) 润湿性特征:伊利石等黏土矿物的存在增强了润湿滞后效应,使动态接触角与静态平衡接触角的偏差增大,加速了 $\cos \theta$ 由正转负的过程,进一步降低临界饱和度。

3) 驱替速率:驱替速率越高,动态效应越强,临界饱和度可能更低。本实验采用阶梯式升压方式,驱替速率相对较低,所得临界值排除了动态干扰,更接近准静态条件下的真实值。

因此,37%这一临界饱和度是梓潼区块特定地质条件下的特征参数,反映了该区块纳米级孔喉主导、强润湿滞后效应的储层特性,不能简单外推至其他类型储层,但本文提出的临界含水饱和度随孔喉尺寸减小、储层非均质性增强而降低的变化规律具备普遍适用性。

2.5 本研究的创新性

与现有研究相比,本文的创新性主要体现在以下3个方面:

1) 系统揭示了深层致密砂岩气藏压裂液注排全周期动态毛管力的演化规律。现有研究多聚焦于单一驱替过程或静态毛管力特征^[11-14],而本文通过完整的“注入—排液”全过程实验,首次明确了动态毛管力由驱动力转变为阻力的临界含水饱和度(约37%)及其对渗透率的依赖性。这一发现深化了对压裂液滞留机理的认识,为排液制度优化提供了新的理论依据。

2) 建立了动态毛管力与渗透率的定量关系,阐明了“渗透率-纳米级孔喉占比-黏土矿物类型”三元耦合控制机制。以往研究虽已认识渗透率对毛管力的影响^[16-17],但未量化其与纳米级孔喉占比、黏土矿物类型之

间的协同作用关系。本文通过系统实验与参数分析,揭示了超低渗条件下(纳米级孔喉占比大于70%)与伊利石主导的润湿滞后效应(动态接触角偏差 $30^{\circ}\sim 45^{\circ}$)的协同放大机制,建立了多参数耦合的动态毛管力量化表征方法。

3)提出了基于渗透率分区的差异化排液优化策略,填补了该领域工程应用的空白。与以往“一刀切”的排液制度不同,本文依据渗透率差异将储层分为超低渗、低渗、相对高渗3个区域,分别提出针对性的注入工艺、排液参数和化学剂配方,实现了排液优化从经验型向精细化、科学化转变。

3 工程优化建议

3.1 实验机理与工程的关联性

通过系统实验,揭示了动态毛管力在压裂液注排全周期中的演化规律及其主控机制,这些机理成果可直接为工程优化策略提供理论支撑,具体机理与工程措施的对应关系如下:

1)“控速注水”的机理依据

实验结果表明(2.1节),水驱气阶段,动态毛管力由驱动力转为阻力的临界含水饱和度约为37%;发生转向后,毛管阻力随含水饱和度升高呈非线性递增特征(图1)。该演化规律为现场注入速率优化提供核心约束:①低含水饱和度阶段($S_w < 37\%$),毛管力为正值,此时应采用低排量注入(小于 $2\text{ m}^3/\text{min}$),充分利用正向毛管力,驱动压裂液自发渗吸进入储层纳米级孔喉,实现“以吸代驱”,从源头弱化后期毛管阻力效应;②当含水饱和度接近临界点($S_w \approx 37\%$)时,毛管力开始转为负值,此时应阶梯式提升排量,借助流体黏性力抵消毛管阻力,避免储层过早进入高毛管阻力发育区间。注入速率与动态毛管力的定量耦合关系可表征为:

$$q_{\text{inj}} = f(p_c, S_w, K) \quad (6)$$

式中: q_{inj} 为注入排量,单位 m^3/d ; S_w 为含水饱和度,%; K 为储层的绝对渗透率。

2)“分段缓返”的机理依据

气驱水阶段实验(2.2节)表明,毛管力始终为负且随含水饱和度降低持续增大(图3),尤其在 $S_w < 37\%$ 后,毛管阻力呈幂律陡增。这一规律决定了返排制度的设计:①返排初期(S_w 较高),毛管阻力相对较低,可设置较小生产压差(不大于 1 MPa)启动返排;②随着返排进行(S_w 降低),毛管阻力急剧上升,必须分段缓慢提压,每级提压幅度不大于 0.5 MPa ,确保驱替压力始终大于毛管阻力,避免“气锁”现象。返排压差与毛管力的关系可表示为:

$$\Delta p_{\text{prod}} > p_c(S_w, K) \quad (7)$$

式中: Δp_{prod} 为生产井的生产压差,单位 MPa 。即生产压差必须实时大于当前含水饱和度下的毛管力,才能维持有效返排。

3)“黏土稳定”的机理依据

2.3节机理分析表明,伊利石等黏土矿物通过2种途径加剧毛管阻力:①增强润湿滞后效应,使动态接触角偏差达 $30^{\circ}\sim 45^{\circ}$ (表5);②孔隙充填导致纳米级孔喉有效流通半径缩减25%~40%。因此,添加黏土稳定剂的核心作用在于:①抑制黏土水化膨胀,维持孔喉尺寸稳定;②减弱黏土矿物对三相接触线的钉扎效应,降低动态接触角偏差。黏土稳定剂浓度 c_{clay} 与毛管力 p_c 的关系可表示为:

$$p_c(c_{\text{clay}}) = \frac{2\sigma \cos[\theta_s + \Delta\theta(c_{\text{clay}})]}{r(c_{\text{clay}})} \quad (8)$$

其中: c_{clay} 为储层岩石的黏土含量,%; θ_s 为不含黏土/基底岩石的本征接触角,单位($^{\circ}$); $\Delta\theta$ 为接触角的变化量。

4)“实时调控”的机理依据

动态毛管力的核心特征在于其时变性——随含水饱和度和驱替速率实时变化(图1、图3)。因此,静态的“一次设定”式返排制度无法适应毛管力的动态演化。必须采用实时监测手段(井底压力、含水率、产气量等),动态调整注入排量和返井压差,确保生产压差始终大于实时动态毛管阻力,维持有效驱替。这一“实时调控”理念,正是对动态毛管力演化规律的工程响应。

3.2 工程参数优化

传统工程实践与数值模拟常忽略动态毛管力,或将其简化为静态关系,导致对压裂液侵入深度、滞留量及排液潜力的预测产生系统性偏差。本研究确定渗砂岩气藏中动态毛管力的渗透率阈值为 $K \leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (超低渗区间):该区间内毛管力量级显著增大,“驱动力—阻力”拐点提前,在压裂液注入中后期及全程排液阶段,毛管阻力成为流体运移的主导控制因素;若忽略其非线性演化特性,压裂设计与产能预测将严重偏离实际。基于渗透率与地质特征对动态毛管力的耦合调控机制,工程对策应遵循“渗透率分区—地质特征适配”的差异化设计原则(表7)。

1)超低渗储层

采用“预处理渗吸+主压裂造缝”两阶段注入模式:预处理阶段以 $2\text{ m}^3/\text{min}$ 低排量注入基液,利用水湿条件下毛管力自吸效应促进纳米级孔喉渗吸(S_w 升至30%~35%),调控初始含水饱和度分布以降低后续驱替阻力;主压裂阶段以 $12\sim 18\text{ m}^3/\text{min}$ 高排量注入携砂液,依托高驱替压力梯度克服高 S_w 阶段毛管阻力,实现有效造缝。

表7 四川盆地梓潼区块沙一段低渗超低渗致密砂岩气藏不同驱替阶段对应调控参数

Table 7 Recommended regulation parameters for different displacement stages in low-permeability and ultra-low-permeability tight sandstone gas reservoirs, 1st Member of Shaximiao Formation, Zitong Block, Sichuan Basin

调控阶段	超低渗储层	低渗储层	关键监测指标
压裂前预处理	排量 2 m ³ /min, 压差 不大于 3 MPa	排量 2~4 m ³ /min, 压差 不大于 5 MPa	压力响应、吸水率
主压裂	阶梯提压, 每级 不大于 2 MPa, 上限 不大于 18 MPa	可较快提压, 上限 不大于 20 MPa	毛管力拐点 ($S_g \approx 37\%$)
排液初期	生产压差 不大于 1 MPa, 排液速度 不大于 5 m ³ /d	生产压差 2~4 MPa, 排液速度 不大于 10 m ³ /d	见气时间、含水率
排液中后期	分段提压, 每级 不大于 0.5 MPa, 周期 不小于 30 d	可适度加快, 周期 15~25 d	含水饱和度、产气量变化
化学剂建议	高效表面活性剂, 质量分数 不低于 0.5%	常规表面活性剂, 压裂或排液初期加入	界面张力、润湿角变化

排液实行“超缓速分段式”制度:初期生产压差不大于 1 MPa;随后分 5~8 段提压,每段增压幅度不大于 0.5 MPa;总排液周期不小于 30 d,以缓解近井区毛管阻力与黏土吸附引发的启动困难。

化学剂采用非离子-阳离子复合表面活性剂(不小于 0.5%)与聚季铵盐类黏土稳定剂复配体系,在气-液界面张力从 58~60 mN/m 降至小于 25 mN/m 以下,同步调控润湿性、抑制黏土膨胀。化学剂的作用机理:表面活性剂的核心功能是通过降低气液界面张力 σ 和调控岩石表面润湿性(缩小 θ_a 与 θ_s 的偏差),从而直接削弱毛管力。实验表明(表 7),超低渗岩心动态接触角偏差达 30°~45°,添加非离子-阳离子复合表面活性剂(质量浓度为 5 000 mg/L)后,偏差可缩小至 15°以内。黏土稳定剂(聚季铵盐类)则通过离子交换和吸附作用,抑制伊利石晶层膨胀,维持孔喉半径稳定,避免毛管力因孔喉收缩而进一步增大。注入流体矿化度需与地层水匹配(55 000~75 000 mg/L),过高或过低都会加剧黏土矿物渗透压膨胀,导致 r 减小、 p_c 增大。因此,矿化度控制是“黏土稳定”的重要补充。

2) 低渗储层

可参照超低渗储层原则,但操作参数适度放宽:预处理排量 2~4 m³/min、压差不大于 5 MPa;主压裂采用大排量施工;排液初期生产压差 1~2 MPa,排液速度不大于 10 m³/d,周期 15~25 d;矿化度要求可适当放宽至 55 000~75 000 mg/L,以降低现场配制难度。

4 结论

1)梓潼区块深层致密砂岩气藏中,动态毛管力在气水两相驱替过程中呈现规律性转变:水驱气阶段(模拟压裂液注入),整体含水饱和度低于 37%时,动态毛管力为正值,驱动压裂液渗吸进入基质;含水饱和度超过 37%后毛管力转负,成为流动阻力。气驱水阶段(模拟排液与生产),毛管力始终为负,且绝对值随含水饱和度降低持续增大。该“动力-阻力”转变及阻力增强现象,揭示了高纳米级孔喉占比与强润湿滞后效应耦合作用下,压裂

液滞留与排液效率低下的核心物理机制。

2)建立了动态毛管力与渗透率的定量关系。当渗透率 $K \leq 0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,纳米级孔喉占比超过 70%,伊利石主导的润湿滞后效应使动态接触角偏差达 30°~45°,毛管阻力可达 $K > 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 岩心的 1.5~4.0 倍;渗透率介于 $(0.1 \sim 1.0) \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,阻力增速趋缓; $K > 1.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,动态毛管力效应显著减弱。该定量关系明确了动态毛管力起主导作用的渗透率阈值。

3)提出了基于渗透率分区的差异化排液优化策略:超低渗储层采用“预处理渗吸+主压裂造缝”两阶段注入工艺与“超缓速分段式”排液制度,配套非离子-阳离子复合表面活性剂与聚季铵盐类黏土稳定剂复配体系;低渗储层可适度放宽操作参数,结合实时监测提升调控精度。

4)本研究系统量化了梓潼区块真实储层温压条件下注排全周期动态毛管力的行为特征及其对渗透率的响应关系,深化了对该区块低渗砂岩中气水两相渗流界面动态演化过程的理论认知,为压裂方案精细化设计、排液制度优化及数值模拟精度提升提供了关键实验依据与理论支撑,也为四川盆地同类深层致密砂岩储层的高效开发提供了重要参考。

参考文献

- [1] 邹才能,朱如凯,吴松涛,等.常规与非常规油气聚集类型、特征、机理及展望:以中国致密油和致密气为例[J].石油学报,2012,33(2):173-187.
Zou Caineng, Zhu Rukai, Wu Songtao, et al. Types, characteristics, genesis and prospects of conventional and unconventional hydrocarbon accumulations: Taking tight oil and tight gas in China as an instance[J]. Acta Petrolei Sinica, 2012, 33(2): 173-187.
- [2] 贾爱林,孟德伟,王国亭,等.鄂尔多斯盆地不同类型气藏开发技术与开发模式[J].石油勘探与开发,2025,52(3):692-703.
Jia Ailin, Meng Dewei, Wang Guoting, et al. Development technologies and models of different types of gas reservoirs in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2025, 52(3): 692-703.
- [3] 王鸿蒂,罗晓容,王小娟,等.川中地区金秋气田沙溪庙组致密砂岩有效储集岩石相形成与演化[J].天然气地球科学,2025,36(1):127-141.
Wang Hongdi, Luo Xiaorong, Wang Xiaojuan, et al. Formation and

- evolution of effective reservoir petrofacies in tight sandstone reservoirs of Shaximiao Formation in Jinqiu Gas Field of Central Sichuan[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2025, 36(1): 127–141.
- [4] Yang J, Li S, Zeng J, et al. Data-driven assessment of well stimulation in unconventional gas reservoirs[J]. *Scientific Reports*, 2024, 14: 31133.
- [5] 程敏华, 雷丹凤, 张连群, 等. 苏里格致密砂岩气田效益开发技术对策研究[J]. *油气藏评价与开发*, 2024, 14(3): 475–483.
- Cheng Minhua, Lei Danfeng, Zhang Lianqun, et al. Technical strategy for beneficial development of tight sand gas in Sulige Gas Field[J]. *Reservoir Evaluation and Development*, 2024, 14(3): 475–483.
- [6] 戴金星, 倪云燕, 吴小奇. 中国致密砂岩气及在勘探开发上的重要意义[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 39(3): 257–264.
- Dai Jinxing, Ni Yunyan, Wu Xiaoqi. Tight gas in China and its significance in exploration and exploitation[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(3): 257–264.
- [7] 肖尧, 王锦西, 肖柏夷, 等. 四川盆地天府含气区侏罗系沙溪庙组一段致密砂岩储层特征及主控因素[J]. *天然气地球科学*, 2023, 34(11): 1916–1926.
- Xiao Yao, Wang Jinxi, Xiao Baiyi, et al. Characteristics and main controlling factors of tight sandstone reservoir in the first member of Jurassic Shaximiao Formation in Tianfu gas-bearing area, Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2023, 34(11): 1916–1926.
- [8] 王小娟, 张少敏, 庞小婷, 等. 四川盆地天府气田中侏罗统沙溪庙组砂岩储层致密化机理及其与油气充注的耦合关系[J]. *天然气工业*, 2024, 44(6): 33–43.
- Wang Xiaojuan, Zhang Shaomin, Pang Xiaoting, et al. Coupling relationship between tight sand reservoir formation mechanism and hydrocarbon charge in Shaximiao Formation of Tianfu gas field in the Sichuan Basin[J]. *Natural Gas Industry*, 2024, 44(6): 33–43.
- [9] 唐波涛, 曾冀, 陈伟华, 等. 川中秋林地区致密砂岩水平井多簇射孔优化设计方法及应用效果[J]. *油气藏评价与开发*, 2022, 12(2): 337–344.
- Tang Botao, Zeng Ji, Chen Weihua, et al. Multi cluster perforation optimization design method and its application effect of tight sandstone horizontal wells in Qiulin area, central Sichuan[J]. *Petroleum Reservoir Evaluation and Development*, 2022, 12(2): 337–344.
- [10] 孙川, 刘友权, 熊颖, 等. 川中沙溪庙致密油藏压裂液技术研究及应用[J]. *石油与天然气化工*, 2014, 43(4): 409–412.
- Sun Chuan, Liu Youquan, Xiong Ying, et al. Research and application of tight oil reservoir fracturing fluid in Shaxi Temple layer of Central Sichuan[J]. *Chemical Engineering of Oil and Gas*, 2014, 43(4): 409–412.
- [11] Wu Z, Cui C, Jia P, et al. Advances and challenges in hydraulic fracturing of tight reservoirs: A critical review[J]. *Energy Geoscience*, 2022, 3(4): 427–435.
- [12] 蒋廷学, 王海涛, 卞晓冰, 等. 水平井体积压裂技术研究与应用[J]. *岩性油气藏*, 2018, 30(3): 1–11.
- Jiang Tingxue, Wang Haitao, Bian Xiaobing, et al. Volume fracturing technology for horizontal well and its application[J]. *Lithologic Reservoirs*, 2018, 30(3): 1–11.
- [13] Blunt M J. *Multiphase flow in permeable media*[M]. Cambridge: Cambridge University Press, 2017.
- [14] Kumar M, Guasto J S, Ardekani A M. Transport of complex and active fluids in porous media[J]. *Journal of Rheology*, 2022, 66(2): 375–397.
- [15] Joekar-Niasar V, Hassanizadeh S M. Analysis of fundamentals of two-phase flow in porous media using dynamic pore-network models: A review[J]. *Critical Reviews in Environmental Science and Technology*, 2012, 42(18): 1895–1976.
- [16] You L, Zhou Y, Kang Y, et al. Fracturing fluid retention in shale gas reservoirs: Mechanisms and functions[J]. *Arabian Journal of Geosciences*, 2019, 12(24): 779.
- [17] 王贵文, 田银宏, 李红斌, 等. 基于核磁共振和机器学习连续定量评价孔隙结构的新方法[J]. *天然气工业*, 2026, 46(5): 25–36.
- WANG Guiwen, TIAN Yinhong, LI Hongbin, et al. A new method for continuous quantitative evaluation of pore structures based on NMR and machine learning[J]. *Natural Gas Industry*, 2026, 46(5): 25–36.
- [18] Bultreys T, Boone M A, Boone M N, et al. Real-time visualization of Haines jumps in sandstone with laboratory-based microcomputed tomography[J]. *Water Resources Research*, 2015, 51(10): 8668–8676.
- [19] Tian S B, Lei G, He S L, et al. Dynamic effect of capillary pressure in low permeability reservoirs[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 39(3): 405–411.
- [20] Hassanizadeh S M, Celia M A, Dahle H K. Dynamic effect in the capillary pressure-saturation relationship and its impacts on unsaturated flow[J]. *Vadose Zone Journal*, 2002, 1(1): 38–57.
- [21] Bottero S, Hassanizadeh S M, Kleingeld P J, et al. Experimental study of dynamic capillary pressure effect in two-phase flow in porous media[C]. *Proceedings of the XVI International Conference on Computational Methods in Water Resources (CMWR)*, Copenhagen, Denmark. 2006: 18–22.
- [22] Shi Y, Yassin M R, Dehghanpour H. A modified model for spontaneous imbibition of wetting phase into fractal porous media[J]. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 2018, 543: 64–75.
- [23] 宋付权, 胡箫, 朱根民, 等. 纳米阵列中气体驱替液体的流动特征[J]. *力学学报*, 2018, 50(3): 553–560.
- Song Fuquan, Hu Xiao, Zhu Genmin, et al. The characteristics of water flow displaced by gas in nano arrays[J]. *Chinese Journal of Theoretical and Applied Mechanics*, 2018, 50(3): 553–560.
- [24] 刘峻嵘, 何凯宁, 刘树阳, 等. 致密油藏水力压裂后水锁形成及演化规律[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2025, 49(6): 152–161.
- Liu Junrong, He Kaining, Liu Shuyang, et al. Water blockage occurrence and evolution dynamics in tight oil reservoirs in post-hydraulic fracturing[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2025, 49(6): 152–161.
- [25] 王代刚, 刘芳洲, 贾宁洪, 等. 致密油藏压裂-焖井-返排一体化开发微观渗流规律[J]. *中国石油大学学报(自然科学版)*, 2025, 49(1): 101–111.
- Wang Daigang, Liu Fangzhou, Jia Ninghong, et al. Pore-scale modeling of two-phase fluid flow in fracturing-shut in-flowback process of tight oil reservoirs[J]. *Journal of China University of Petroleum (Edition of Natural Science)*, 2025, 49(1): 101–111.