

引文：王敬, 刘俊源, 王焱伟, 等. 裂缝性水封气藏解封特征影响因素与变化规律[J]. 天然气工业, 2025, 45(1): 129-139.
WANG Jing, LIU Junyuan, WANG Yanwei, et al. Influencing factors and changes of unsealing behaviors in fractured water-sealed gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(1): 129-139.

裂缝性水封气藏解封特征影响因素与变化规律

王 敬^{1,2} 刘俊源^{1,2} 王焱伟^{1,2} 刘慧卿^{1,2} 赵力彬³

1. 油气资源与工程全国重点实验室·中国石油大学(北京)

2. 中国石油大学(北京)教育部重点实验室 3. 中国石油塔里木油田公司

摘要：裂缝性气藏水封气严重影响气井产能发挥，通过降低井底压力来降低裂缝中压力以形成较大的基质—裂缝压差是实现解封的重要手段，但影响解封过程的众多因素尚不明确。为此，开展了裂缝性水封气藏解封压差测试实验和微观排水孔隙尺度模拟，明确了不同因素对解封压差和解封效率的影响规律，建立了裂缝性水封气藏解封压差预测模型，揭示了水封气解封过程中气体微观排水特征、流体微观分布演化规律以及不同因素对气驱排水解封的作用机制。研究表明：①解封压差是评价裂缝性水封气藏解封难易程度的重要指标，储层渗透率、润湿性、气水界面张力、水封程度和裂缝压力是影响解封特征的关键因素。随着基质渗透率降低，水封段塞对气体流动的阻碍作用增强，解封压差大幅增加；同时，解封压差会随着水封程度和裂缝压力的增加而增大。②利用润湿反转剂可改善孔隙壁面润湿性，降低气水界面张力，且随着基质渗透率增加，润湿反转剂更容易进入基质孔隙并改善其润湿性，解封压差的降低幅度更显著；但随着润湿反转剂浓度的增加，由于表面润湿性和气水界面张力的共同作用，解封压差呈现先增加后降低的趋势。③解封效率是评价解封效果的重要指标，且不同因素对解封压差和解封效率的影响机理存在差异。当裂缝内压力增加时，气体微观波及效率提高，解封效率增加；随着润湿反转剂浓度的增加，解封效率呈现先降低后上升的趋势；孔隙壁面润湿性由亲水性转化为疏水性，对指进现象有明显的抑制作用，能够大幅提高解封效率；同时气水界面张力降低，对指进现象产生一定的促进作用，解封效率略微降低。结论认为，裂缝性水封气藏可通过降低井底压力和注入润湿反转剂的方法实现解封，对该类气藏的高效开发具有重要的指导意义。

关键词：裂缝性气藏；水封程度；解封压差；解封效率；变化规律；提高采收率

中图分类号：TE377

文献标识码：A

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2025.01.011

Influencing factors and changes of unsealing behaviors in fractured water-sealed gas reservoirs

WANG Jing^{1,2}, LIU Junyuan^{1,2}, WANG Yanwei^{1,2}, LIU Huiqing^{1,2}, ZHAO Libin³

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Engineering//China University of Petroleum - Beijing, Beijing 102249, China; 2. MOE Key Laboratory of Petroleum Engineering//China University of Petroleum - Beijing, Beijing 102249, China; 3. PetroChina Tarim Oilfield Company, Korla, Xinjiang 841000, China)

Natural Gas Industry, Vol.45, No.1, p.129-139, 1/25/2025. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: Water-sealed gas in fractured gas reservoirs seriously affects the production capacity of gas wells. Reducing the pressure in fractures by lowering the bottomhole pressure to create a large matrix–fracture pressure differential is an important unsealing technique. Nonetheless, the factors influencing the unsealing process remain unclear. In this paper, experiments on unsealing pressure differential and simulations at the scale of microscopic water drainage pores in fractured water-sealed gas reservoirs are performed to clarify the influences of factors on the unsealing pressure differential and unsealing efficiency. Moreover, an unsealing pressure differential prediction model is constructed to reveal the microscopic water drainage characteristics, microscopic fluid distribution and evolution, and mechanisms that factors act on unsealing by water drainage through gas displacement. Three research results are obtained. First, unsealing pressure differential is an important indicator for evaluating the reliability of unsealing fractured water-sealed gas reservoirs, and reservoir permeability, wettability, gas–water interfacial tension, water-sealing degree and fracture pressure are the key factors affecting the unsealing behaviors. As the matrix permeability decreases, the water-sealed slug exerts a higher resistance to gas flow, leading to a dramatic increase in the unsealing pressure differential. Meanwhile, the unsealing pressure differential increases with the water-sealing degree and fracture pressure. Second, wettability reversal agent can be used to improve the wettability of pore wall and reduce the gas–water interfacial tension. With the increase of matrix permeability, the wettability reversal agent can easily enter the matrix pores to improve the matrix wettability, allowing the unsealing pressure differential to decrease more significantly. However, with the increase of the concentration of wettability reversal agent, the unsealing pressure differential tends to increase and then decrease under the joint action of surface wettability and gas–water interfacial tension. Third, unsealing efficiency is an important indicator for evaluating the effectiveness of unsealing, and the factors presents different mechanisms of influence on unsealing pressure differential and unsealing efficiency. When the fracture pressure increases, the micro-sweep efficiency of gas improves, leading to improved unsealing efficiency. With the increase of the concentration of wettability reversal agent, the unsealing efficiency shows a decreasing trend and then an increasing trend. The wettability of pore wall converts from hydrophilicity to hydrophobicity, which obviously inhibits the fingering phenomenon and thus greatly improves the unsealing efficiency. Meanwhile, the gas–water interfacial tension reduces to promote the fingering phenomenon to a certain extent, leading to a slightly lower unsealing efficiency. It is concluded that the fractured water-sealed gas reservoirs can be unsealed by reducing the bottomhole pressure and injecting wetting reversal agent. The research results are of guiding significance for the efficient development of similar gas reservoirs.

Keywords: Fractured gas reservoir; Water-sealing degree; Unsealing pressure differential; Unsealing efficiency; Change; Enhanced recovery

基金项目：国家科技重大专项“致密气藏渗流机理研究”（编号：2016ZX05047-004-001）。

作者简介：王敬，1985年生，教授，博士；主要从事复杂油气藏油气渗流理论及提高采收率技术方面的研究工作。地址：（102249）北京市昌平区府学路18号。ORCID: 0000-0002-0465-3143。E-mail: wangjing8510@163.com

0 引言

天然气是极具潜力的清洁能源,在能源转型中肩负着桥梁作用^[1-3]。中国天然气资源可采储量丰富^[4-6],但大部分天然气藏生产中存在不同程度的见水或水淹问题^[7-8]。在裂缝性边底水气藏开发过程中,边底水易沿大孔隙、裂缝或断裂带等高渗透通道非均匀突进,导致气相渗流能力大幅下降甚至难以流动。同时,储层内含水饱和度持续增加,逐渐阻碍甚至堵塞气体流动通道,最终造成气井水淹^[9-12]。因此,大量可动气体被封锁在基质孔隙和低渗透区域内,形成大量难以开采的水封气,此时气藏被称为水封气藏,生产能力大幅降低^[13-15]。水封气藏通常具有储层基质渗透率较低、非均质性较强和裂缝发育等特征,“水封气”效应形成后的产量通常较低,且稳产期较短^[16-17]。

四川盆地裂缝型碳酸盐岩气藏^[18]、塔里木盆地库车坳陷超深层气藏^[19-20]等裂缝性气藏边底水发育,断裂、裂缝成为水侵的优势通道,易形成严重的“水封气”效应,气水两相渗流机理和水封气特性与常规含水气藏存在明显差异,是典型的水封气藏^[21-22]。水封程度受裂缝与基质的渗透率级差、裂缝与基质的压力差、润湿性、采气速度等多因素综合影响^[23]。为了提高裂缝性含水气藏采收率,需要差异化地制订防水、控水和排水措施,减少水封气的发生与实现水封气解封^[24-26]。前人采用室内物理模拟、数值模拟、动态分析等方法,针对水封机理、水封程度评价、解封效率等方面开展了研究^[27-29]。沈伟军等^[30]建立了裂缝性气藏水侵动态物理模拟实验系统,发现边底水会沿裂缝通道向气井窜流,造成部分气体被水封隔;谭晓华等^[31]引入储层非均匀系数与水侵常数,建立了边底水裂缝性气藏的水封程度动态评价方法,发现储层非均匀程度越高,水侵后越容易形成水封气;谭昊^[32]结合实验与数值模拟,研究了水封气形成机理和解封效率的影响因素,发现裂缝型岩心水封气解封效率高于基质型岩心。此外,许多学者研究了裂缝性水封气藏解封措施,主要包括优化注采方案以控制水体侵入速度和方向^[33]、实施堵水调剖技术以改善储层渗流条件^[34]、采用排水采气技术以恢复被水封隔的气体流动能力等^[35]。其中,通过降低井底压力来降低裂缝系统压力,形成较大的基质—裂缝压差是实现解封的重要手段,而能够解除水封效应的生产压差可被称为解封压差。然而,裂缝性气藏水封气解封压差受储层物性、润湿性、水封程度、

裂缝内压力等众多因素影响,但目前各因素对解封压差的影响规律、解封过程中流体微观分布变化规律和微观排水作用机制仍有待深入研究。

因此,利用裂缝性水封气藏解封压差测试实验,研究储层物性、水封程度、润湿性、井底流压等因素对解封压差和气驱排水过程的影响规律,然后,利用微观排水孔隙尺度模拟方法研究了解封过程中微观流体分布演化特征和解封效率变化规律,明确水封气藏解封过程的主控因素,为裂缝性含水气藏高效开发和提高采收率方案设计提供理论指导。

1 裂缝性水封气藏解封实验

为了研究气藏储层渗透率、水封程度、裂缝内压力和润湿性等因素对解封压差的影响,设计了不同岩心渗透率、水封段塞长度、出口端裂缝回压、润湿性的水封气解封实验,研究解封压差变化规律。

1.1 材料与仪器

实验材料:长度为 70 mm、直径为 25 mm 的人造砂岩岩心(表 1)、纯度为 99.9% 的氮气、矿化度浓度为 5% 的模拟地层水、蒸馏水、润湿反转剂(上海福田化工科技有限公司生产的 TF282 型氟碳表面活性剂),实验装置如图 1 所示,实验温度设定为储层温度 50 °C。

表 1 岩心参数表

编号	绝对渗透率 /mD	渗透率测试范围 /mD	孔隙度
1	5.000	4.870 ~ 5.330	13.57%
2	1.000	1.030 ~ 1.080	9.27%
3	0.500	0.470 ~ 0.560	5.66%
4	0.200	0.175 ~ 0.220	4.58%
5	0.030	0.030	3.81%
6	0.012	0.012	2.35%

1.2 裂缝性水封气藏解封压差测试

实验流程包括以下 3 个阶段:

1) 实验前的体积标定。计算连接实验装置的管线与接头处存在的固定体积,包括岩心出口端三通阀与采出液计量器间的固定体积(V_1)以及三通阀与岩心夹持器岩心间的固定体积(V_2)。

2) 水封段塞制备及裂缝内压力控制。将岩心夹持器垂直放置(图 1),使用驱替泵从岩心夹持器下端(出口端)低速注入不同长度的水段塞来模拟不

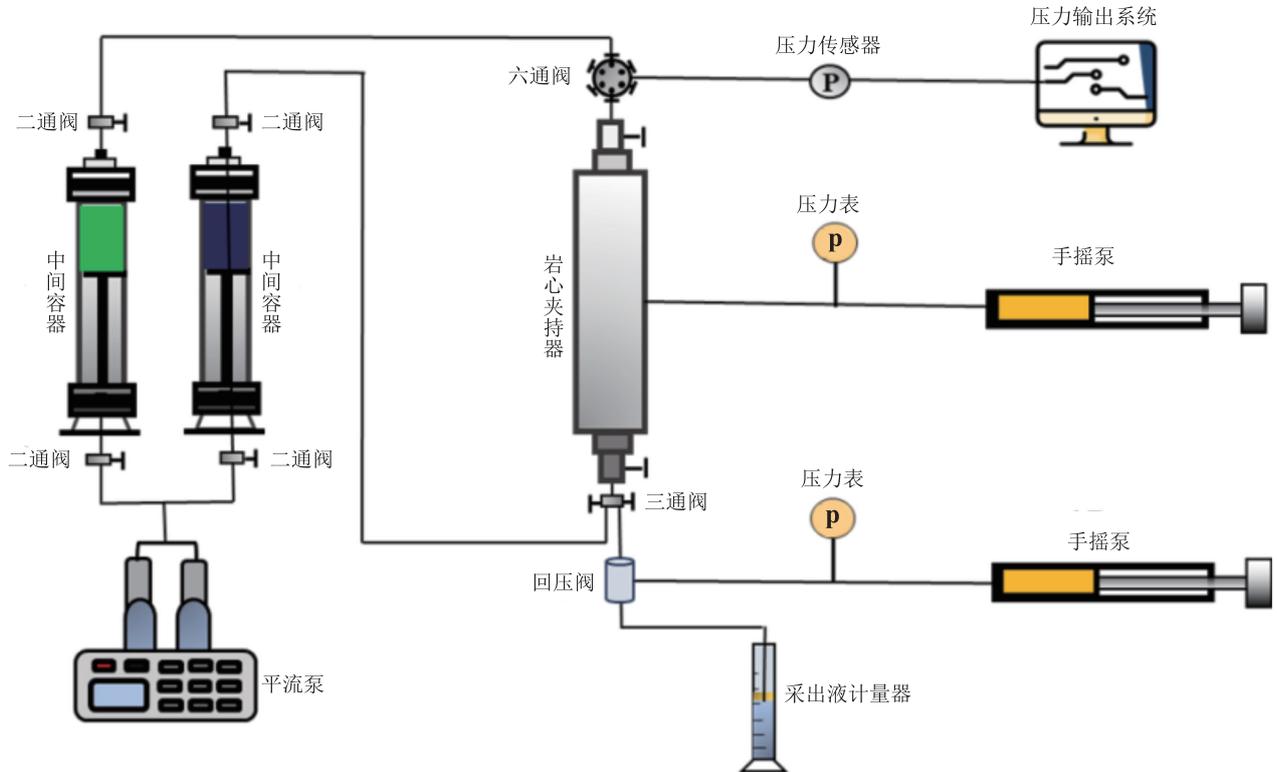


图 1 裂缝性水封气藏解封实验装置示意图

同的水封程度，此时岩心出口端面与岩心夹持器堵头间形成的裂缝中也充满水。通过控制出口端压力（回压）可直接控制裂缝的压力，从而研究基质—裂缝间压差变化对解封过程的影响。水封段塞长度计算公式如下：

$$L_w = \frac{Qt - (V_1 + V_2)}{V_0 \phi} \quad (1)$$

式中 L_w 表示水封段塞长度，cm； Q 表示注入速度， cm^3/s ； t 表示注入时间，s； V_1 表示岩心出口端三通阀与采出液计量器间的固定体积， cm^3 ； V_2 表示三通阀与岩心夹持器岩心间的固定体积， cm^3 ； V_0 表示岩心体积， cm^3 ； ϕ 表示岩心孔隙度。

3) 气体增压注入。将岩心夹持器水平放置，利用注入泵以恒定速度向入口端注入气体，以增加岩心中水封段塞两端压差，直至出口端气体突破则停止加压，此时岩心两端压差为解封压差。另外，可通过改变出口端回压来模拟不同裂缝压力，通过改变岩心渗透率、水封段塞长度和岩心出口端回压，研究不同因素对解封压差的影响规律。

具体实验方案如下：①渗透率，分别选取 5.0 mD、1.0 mD、0.5 mD、0.2 mD、0.03 mD 和 0.012 mD 的岩心进行实验；②水封程度，根据式 (1) 设计水封段塞长度为 0.1 ~ 4.0 cm；③裂缝内压力，通过改变

出口端压力来模拟裂缝中压力，岩心出口端回压分别设置为 5.0 MPa、3.0 MPa、1.0 MPa 和 0.1 MPa，围压设定为 15 MPa；④润湿性，首先开展岩石表面润湿性测试实验，弄清不同润湿反转剂浓度时的润湿特性，然后利用润湿反转剂浓度分别为 0.001 5%、0.003 0%、0.010 0% 的溶液改变岩心润湿性。

1.3 润湿反转剂作用下的界面性质测试

氟碳表面活性剂具有独特的化学结构和物理性质，能够降低气水界面张力，同时将岩石表面的水润湿性转变为气润湿性，达到降低解封压差的作用。通过不同浓度的润湿反转剂对岩样薄片进行表面润湿处理，采用全自动界面张力仪和光学接触角仪测量气水界面张力和接触角，进而确定不同润湿反转剂浓度下的润湿特性。具体实验步骤为：①选用氟碳表面活性剂 TF282，配制质量浓度 0.001 5%、0.003 0%、0.005 0%、0.010 0%、0.020 0% 的表面活性剂溶液；②对不同浓度的表面活性剂进行气水界面张力测试；③将岩心切成 2 ~ 3 mm 厚的薄片，抛光打磨后放入不同的表面活性剂溶液中老化 48 h；④将老化后的岩心薄片放置在鼓风干燥箱中进行干燥，干燥后取出冷却备用；⑤将岩心薄片放置在光学接触角测量仪上，采用悬滴法测定不同浓度条件下表面活性剂处理后岩心薄片的接触角。

2 裂缝性水封气藏解封孔隙尺度模拟

在明确储层物性、润湿性、水封程度、裂缝压力对解封压差影响规律的基础上,建立裂缝性水封气藏解封的微观排水孔隙尺度模型,研究壁面润湿性、气水界面张力和裂缝压力对微观气驱排水和解封效率的影响规律,揭示解封过程的微观排水作用机制。

2.1 控制方程

在计算流体力学中,控制方程是描述流体运动的基本数学方程。控制方程主要包括动量守恒方程(N—S方程)和质量守恒方程(连续性方程),如下所示^[36]:

$$\rho \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial t} + \rho(\mathbf{u} \cdot \nabla) \mathbf{u} = \nabla \cdot \left[-p \mathbf{I} + \mu(\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T) \right] + F_{st} \quad (2)$$

$$\nabla \cdot \mathbf{u} = 0 \quad (3)$$

式中 ρ 表示流体密度, kg/m^3 ; \mathbf{u} 表示速度矢量, m/s ; p 表示压力, Pa ; \mathbf{I} 表示单位矩阵; μ 表示流体的动力黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$; F_{st} 表示气水两相的界面张力, N/m 。

2.2 界面追踪方程

为更准确地模拟微观排水过程的气水两相流动行为,通过 N—S 方程和质量守恒方程描述多相流体流动机制,同时耦合关于相变量的界面追踪法(水平集法、流体体积法、相场法等)追踪气水界面。本文采用水平集方法,该方法可以在固定网格上进行数值计算,大幅降低计算复杂度。在气水两相流中,引入水平集函数(φ)来定义各自的体积分,用来描述具有一定厚度的相界面,它是一个从 0 到 1 呈梯度变化的值,其中 $\varphi=0$ 表示流体为气相, $\varphi=1$ 表示流体为水相,取 $\varphi=0.5$ 的等值面作为相界面。水平集方法相变量的演化方程如式(4)所示,描述了微观排水过程的气水界面变化^[37-38]。

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \varphi = \gamma \nabla \cdot \left[\varepsilon \nabla \varphi - \varphi(1-\varphi) \frac{\nabla \varphi}{|\nabla \varphi|} \right] \quad (4)$$

式中 $\left(\frac{\partial \varphi}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla \varphi \right)$ 描述相界面的移动,其中 $\frac{\partial \varphi}{\partial t}$ 表示时间的积累项, $\mathbf{u} \cdot \nabla \varphi$ 表示对流项, φ 表示水平集函数; γ 表示水平集函数重新初始化参数, m/s ; ε 表示界面厚度参数, m 。

计算域内气水两相流体的全局密度和动力黏度,以满足水平集函数的平滑阶跃特性^[39]:

$$\begin{cases} \rho(\varphi) = \rho_w + (\rho_g - \rho_w)\varphi \\ \mu(\varphi) = \mu_w + (\mu_g - \mu_w)\varphi \end{cases} \quad (5)$$

式中 ρ_w 、 ρ_g 分别表示水、气的密度, kg/m^3 ; μ_w 、 μ_g

分别是水、气的黏度, $\text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

2.3 边界与初始条件

气水两相微观渗流仿真中,提出以下假设条件:初始化状态下孔隙域内全饱和为水相;左端入口面为气相,满足定流边界条件,右端出口面为定压边界条件,入口和出口处的初始状态方程如式(6)所示;四周为封闭边界,无流体通过,封闭壁面的边界条件如式(7)所示^[36,40]。

$$\begin{cases} \mathbf{n} \cdot \mu(\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T) = 0, \mathbf{u} = \mathbf{u}_0 \\ \mathbf{n} \cdot \mu(\nabla \mathbf{u} + (\nabla \mathbf{u})^T) = 0, p = p_1 \end{cases} \quad (6)$$

$$\mathbf{u} \cdot \mathbf{n}_{\text{wall}} = 0 \quad (7)$$

式中 \mathbf{n} 表示固体壁面的单位法向量; \mathbf{u}_0 表示入口处的速度, m/s ; p_1 表示出口处的压力, Pa , \mathbf{n}_{wall} 表示封闭边界的单位法向量。

2.4 模型建立

采用物理场数值模拟方法建立水封气藏解封预测模型,研究气体驱动排水过程中储层孔隙内的气水两相渗流机制。首先,提出储层真实孔隙模型建立方法:基于 CT 扫描技术对岩心柱进行精细成像,通过图像处理技术获得其灰度图像;经过降噪、滤波、二值化等步骤,运用 Avizo 软件构建出高精度的 3D 立体真实孔隙模型;然后,从模型中提取典型的孔喉结构(直径 $143 \mu\text{m}$, 长度 $400 \mu\text{m}$ 的圆柱体,与实验岩心尺寸比例一致),导入 COMSOL Multiphysics 软件以构建基础模型。最后,通过模拟实验实时追踪气水两相界面的动态变化,探究气水两相渗流特征查明影响气驱排水效果的关键因素,如注入速度、岩石壁面润湿性、气水界面张力和出口端压力等,揭示气驱排水过程的微观两相渗流机理。

3 结果与讨论

3.1 解封压差影响因素分析

3.1.1 渗透率与水封程度

为研究渗透率和水封程度对解封压差的影响,利用表 1 中不同渗透率的岩心开展不同水封段塞长度下的解封压差测试实验(图 2-a、b)。从图中可以看出,解封压差随着水封段塞长度增加而增大,并且渗透率越低,增加幅度越快,渗透率大于 0.03 mD 时接近线性增加,但渗透率为 0.012 mD 时呈现指数型增加,这是因为渗透率越低孔隙尺寸越小,毛细管阻力越大、水相启动压力梯度越大^[41],水封段塞越长,

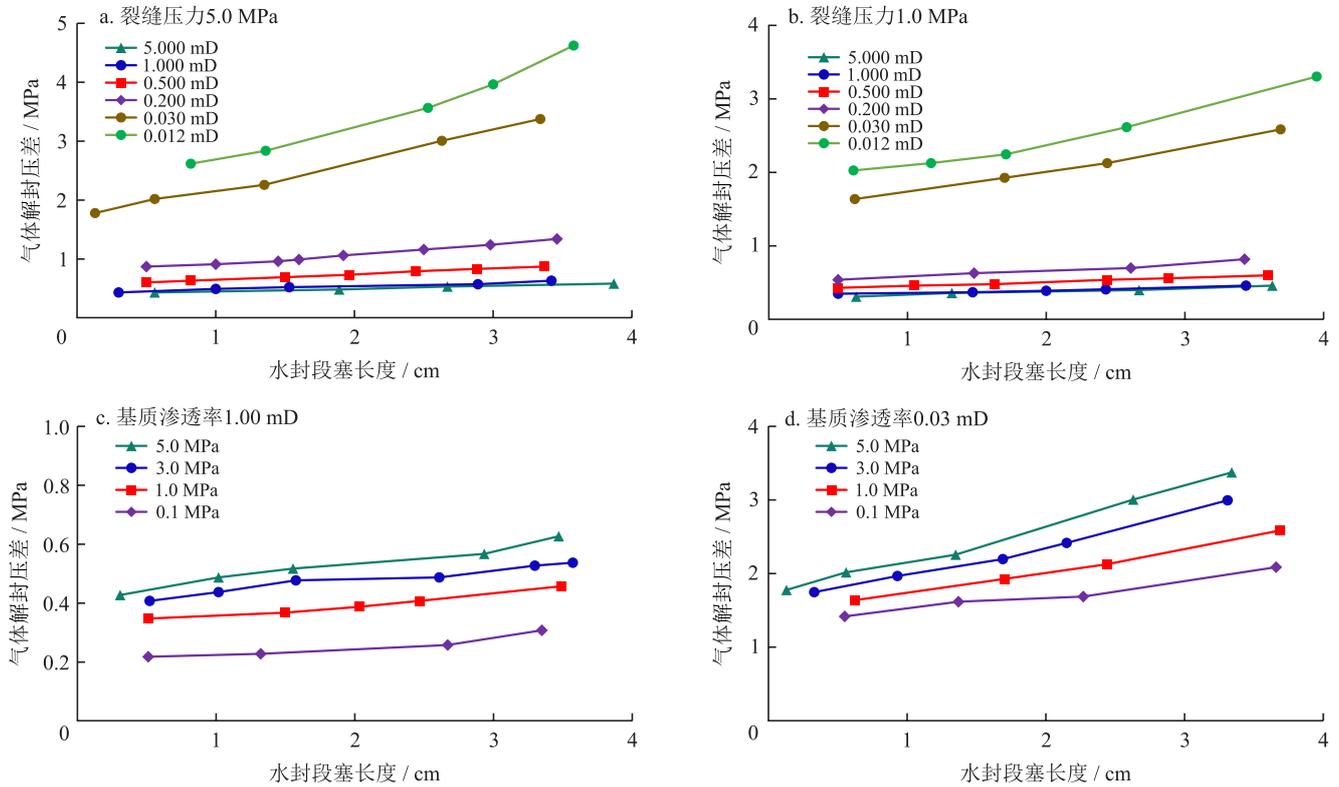


图 2 不同裂缝压力与不同基质渗透率下的解封压差变化曲线图

水相的等效渗流阻力越大，气体突破水段塞所需克服的阻力越大。渗透率较高时黏滞阻力起主要作用，但渗透率较小时毛细管阻力和启动压力梯度影响逐渐占据主导。

3.1.2 裂缝内压力与水封程度

选取两种不同渗透率的岩心，开展裂缝内压力对解封压差的影响实验。出口端回压（裂缝内压力）分别设置为 5.0 MPa、3.0 MPa、1.0 MPa 和 0.1 MPa。不同裂缝内压力和水封段塞长度条件下的解封压差如图 2-c、d 所示，解封压差随着裂缝内压力的增加而增加，在较低的渗透率岩心中，随着水封段塞长度增加，解封压差增加速度更快。这是由于裂缝内压力升高会导致整个系统的压力升高，气体被压缩，黏度增加，气水流量比大幅增加，气驱水更接近于活塞式驱替，突破难度更大；同时水封段塞长度越大、渗透率越低，水段塞中形成气体突破的优势通道形成越困难，所以解封压差增加幅度更大。

3.1.3 润湿反转剂浓度

3.1.3.1 不同润湿反转剂浓度下的气水界面张力与润湿性变化

首先测定了不同浓度的润湿反转剂 TF282 溶液的界面张力（图 3-a）。从图中可以看出，随着润湿

反转剂浓度增加，界面张力先迅速下降后逐渐趋于稳定。当润湿反转剂浓度为 0.001 5% 时，气水界面张力由 72.53 mN/m 下降至 29.96 mN/m，降幅为 58.7%；当润湿反转剂浓度从 0.005 0% 增加至 0.020 0% 时，气水界面张力下降趋势减缓，并逐渐稳定在 20 mN/m 左右。

然后测定了不同浓度润湿反转剂 TF282 溶液处理后的岩心薄片的润湿角（图 3-b）。从图中可以看出，随着润湿反转剂浓度增加，岩心薄片接触角逐渐增大。当润湿反转剂浓度从 0.001 5% 增加至 0.003 0% 时，接触角从 25° 增大至 73°，浓度从 0.003 0% 增加至 0.020 0% 时，接触角增长幅度变平缓，最终接触角大小为 110°，可见该润湿反转剂可将储层润湿性从初始条件下的强亲水转变为疏水，在改变储层润湿性方面具有较好的效果。

3.1.3.2 润湿反转剂浓度对解封压差的影响

利用浓度分别为 0.001 5%、0.003 0% 和 0.010 0% 的 TF282 溶液处理两种不同渗透率的岩心，研究润湿性对解封压差的影响（图 4）。从图中可以看出，当两种岩心经过浓度 0.001 5% 的润湿反转剂处理后，解封压差较处理前平均降低了 14.9% 和 11.7%，经过浓度 0.003 0% 的润湿反转剂处理后，解封压差较处理前平均降低了 35% 和 15.3%，而经过浓度 0.010 0%

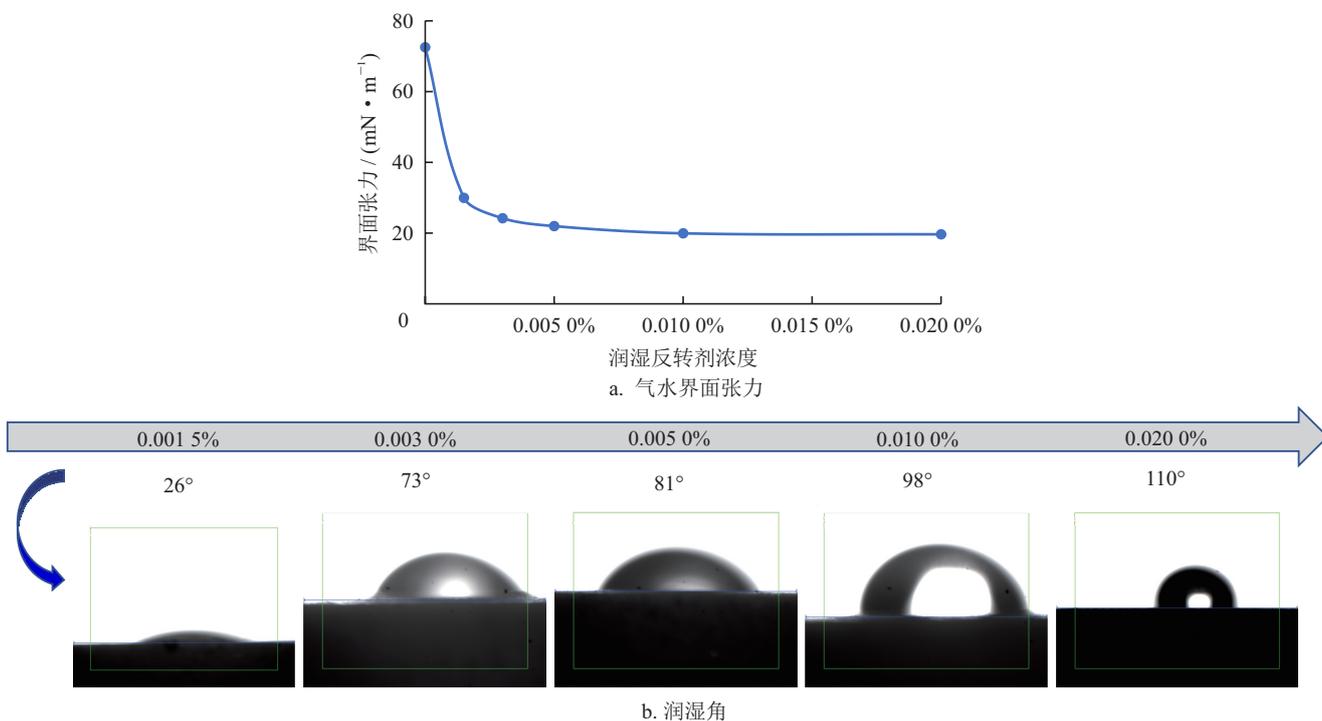


图 3 不同润湿反转剂浓度下的界面性质测试结果图

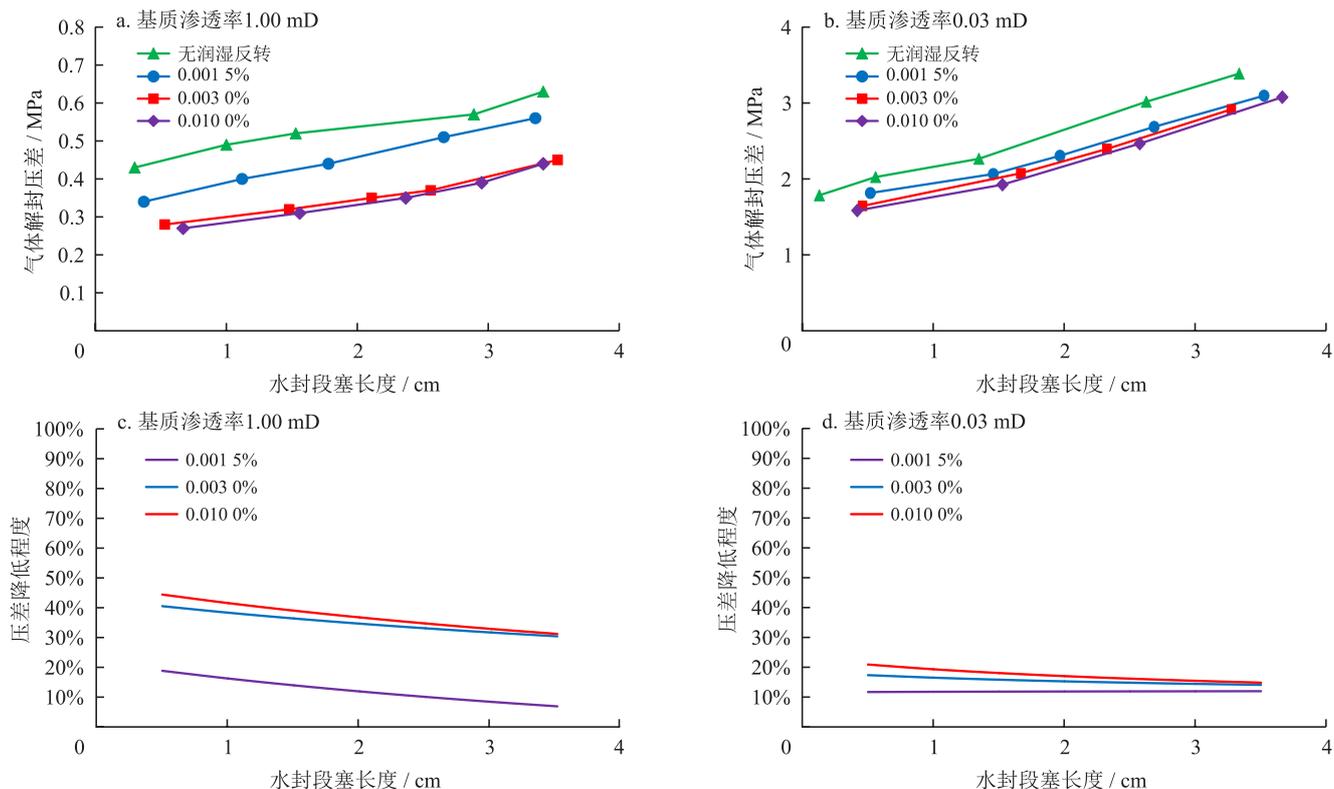


图 4 不同润湿反转剂浓度下的两种不同渗透率岩心的解封压差变化曲线图

的润湿反转剂处理后，解封压差较处理前平均降低了 37.2% 和 17.2%。可见，气润湿反转剂能够改善岩心孔喉的表面润湿性，在气驱过程中通过改变气水界面张力和接触角来降低毛细管力，促进气驱水过

程中气体对水封段塞的突破，从而达到解封效果；此外，由于随着润湿反转剂浓度的增加，润湿反转剂改善岩心孔喉表面润湿性的能力先快速增加后逐渐趋于平缓，所以随着浓度增加解封压差降幅增加

程度趋于平缓；值得注意的是，相较于低渗透率岩心，高渗透率岩心在经过气润湿反转剂处理后，解封压差的降低幅度更为显著，这是由于高渗岩心中黏滞阻力和启动压力较小，毛细管力在解封阻力中占比较高，所以降低毛细管力后解封压差下降明显；而在低渗透岩心中黏滞阻力和启动压力梯度较高，尽管毛细管力也比较大但其在解封阻力中占比相对较小，所以降低毛细管力后解封压差下降幅度降低。因此，针对亲水的高渗透水封气藏，注入浓度至少为 0.003 0% 的润湿反转剂有助于大幅降低解封压差，水封程度较高的情况下能够降低解封压差超过 30%；而对于亲水的致密水封气藏，注入润湿反转剂能够一定程度地降低解封压差，但润湿反转剂的浓度影响较小，水封程度较高条件下能够降低解封压差超过 10%。

3.1.4 水封气解封压差预测模型

为了定量刻画和预测不同条件下水封气解封压差，基于不同渗透率、不同裂缝压力和不同水封段塞长度下的 96 组实验数据结果，根据解封压差随各因素的变化规律，借助多元回归的方法，得到了多因素影响下解封压差预测模型式 (8)，利用该模型计算值与实验值对比如图 5 所示，从图中可以看出，水封气解封压差预测模型能够较好地拟合实验数据。

$$\Delta p = 0.34 \frac{L_w^{0.3} p_f^{0.15}}{K^{0.43}} \quad (8)$$

式中 Δp 表示解封压差，MPa； L_w 表示水封段塞长度，cm； p_f 表示裂缝压力，MPa； K 表示基质渗透率，mD。

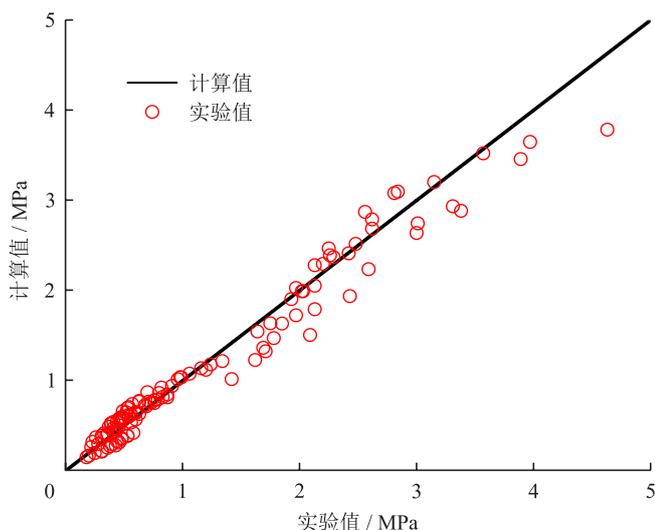


图 5 多因素影响下解封压差计算值与实验值对比图

3.2 不同因素对解封过程影响特征

3.2.1 裂缝内压力

裂缝内压力对基质孔隙中气驱排水速率和解封效率（气驱排水的驱替效率）等有重要影响，不同裂缝压力（回压）下微观孔隙中气驱排水动态过程和解封效率随时间变化如图 6 所示。从图中可以看出，注入气体首先沿大孔隙推进，由于气体黏度相对较低，所以气体指进现象明显。不同裂缝压力下气驱排水前缘推进速度存在较大差异，裂缝压力越低，气体推进速度越快，前缘突进现象越明显，限制了气体的微观波及效率，导致解封效率降低。这是由于裂缝压力升高能够引起基质体系中孔隙压力的升高，导致基质孔隙里面的水受高孔隙压力影响会提高其动用程度，从而改善了其流动性；同时，基质孔隙中水的饱和度越高，需要更高的裂缝压力才能动用，因此气体解封效率越高。另外，孔隙中平均压力越高，气体黏度和密度越大，气水流度比越低，气驱水过程活塞式效应更强，所以表现出气体突破压差更大，解封突破时间更长，解封效率更高。

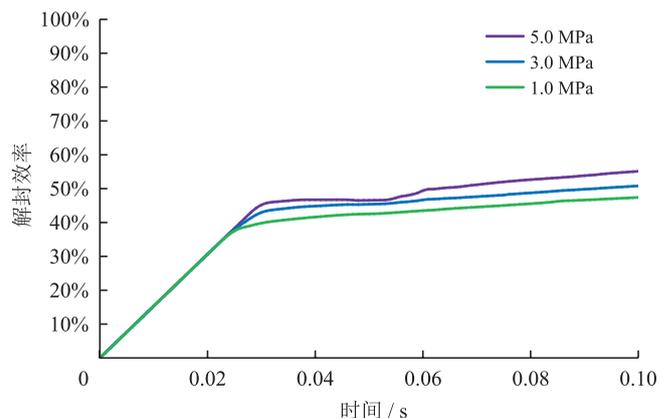


图 6 不同裂缝压力下解封过程的流体微观分布与解封效率变化图

3.2.2 润湿反转剂浓度

润湿反转剂能够改善孔隙表面润湿性和降低气水界面张力，且不同浓度的润湿反转剂作用后，孔隙表面的润湿角和气水界面张力会发生变化，影响解封过程中的流体微观分布和解封效率。建立润湿反转剂浓度分别为 0、0.001 5%、0.003 0% 和 0.010 0% 的模型，且不同润湿反转剂浓度下的界面张力和润湿角参数根据界面性质测试实验结果设置，研究不同浓度润湿反转剂对流体微观分布演化特征和解封效率的影响（图 7）。从图中可以看出，随着润湿反转剂浓度从 0 增加到 0.010 0%，气驱水波及范围和出口

端见气时间均呈现先降低后增加的趋势，最终解封效率也呈现出逐渐降低的趋势，0.003 0% 时与 0.010 0% 时接近，二者解封实验获得的解封压差也较为接近。由于随着润湿反转剂浓度的增加，孔隙壁面润湿性和气水界面张力同时变化，表明不同润湿反转剂浓度下呈现出的变化规律并非单调变化，因此分别设计了界面张力相同润湿角不同和润湿角相同界面张力不同的概念模型，厘清两个因素对解封特征参数的影响规律。

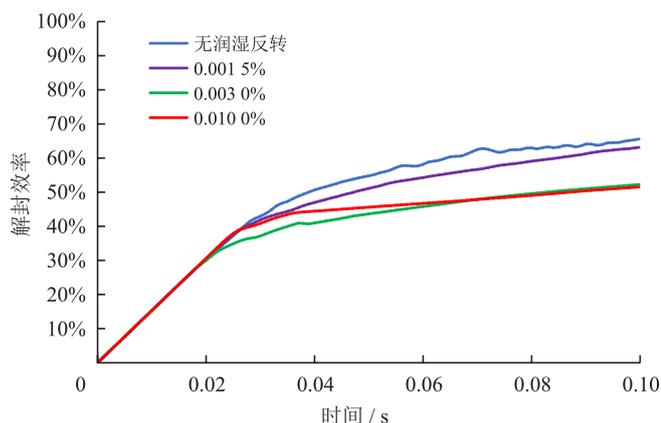


图 7 不同润湿反转剂浓度下解封过程的流体微观分布与解封效率变化图

3.2.3 润湿性

孔隙表面润湿性对注气解封过程及流体微观分布具有较大影响。建立 120°、90° 和 60° 等 3 种不同润湿角的模型分别代表润湿反转剂作用后疏水、中性润湿和亲水的情形，研究不同润湿性条件下流体微观分布演化特征和解封效率差异性（图 8）。从图中可以看出，孔隙壁面亲水条件下，注入气体沿着阻力小的大孔喉快速窜流，出口端见气较早，说明孔隙壁面亲水有助于水封气藏的快速解封；但解封过程中气体很难进入小孔喉区域内，这是由于亲水孔隙中的毛细管力对气驱流动产生较强的抑制作用，且微观窜流通道内孔隙表面形成水膜，导致气体微观波及效率降低，局部区域仍具有较高的含水饱和度，解封效率较低。孔隙壁面疏水条件下，毛细管力是气驱水的动力，缓解了毛细管指进引起的水相快速突破，一定程度地促进了注气解封驱替前缘的均匀发展，导致气体微观波及效率升高，因此，疏水孔隙的解封过程气体突破较慢，但解封效率较高。而孔隙壁面中性润湿条件下，解封过程的突破时间和解封效率介于前两者之间。因此，随着润湿反转剂浓度的增加，润湿反转剂能够将孔隙表面润湿性由

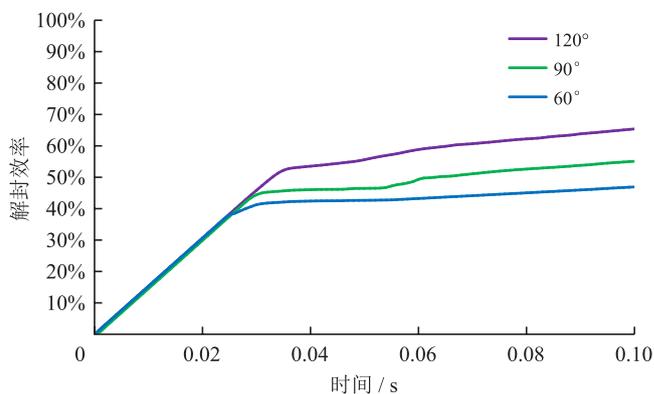


图 8 不同润湿角下解封效率变化图

亲水转化为疏水，对解封过程产生一定的抑制作用，但能够大幅提高解封效率。

3.2.4 气水界面张力

气水界面张力对注气解封过程及流体微观分布具有较大影响。建立 70 mN/m、40 mN/m 和 20 mN/m 等 3 种不同的气水界面张力的模型，分别代表润湿反转剂作用后的气水界面张力变化情况，研究不同气水界面张力条件下流体微观分布演化特征和解封效率差异性（图 9）。从图中可以看出，随着气水界面张力的降低，毛细管力减小，大幅降低注气解封过程流体流动阻力，促进了气相优势通道的快速形成，说明气水界面张力的降低有助于减小解封压力，实现水封气藏的快速解封；但同时气水界面张力的降低，会导致气体微观波及效率降低，部分区域仍具有较高的含水饱和度，解封效率略微降低。因此，随着润湿反转剂浓度的增加，润湿反转剂能够降低气水界面张力，对解封过程产生明显的促进作用，但解封效率会略微降低。

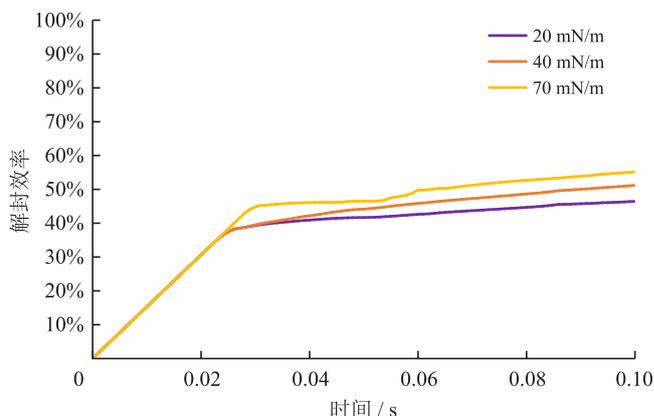


图 9 不同气水界面张力下解封效率变化图

综上所述，润湿反转剂能够改善孔隙表面润湿性和降低气水界面张力，随着润湿反转剂浓度的增

加, 孔隙壁面润湿性由亲水性转化为疏水性, 对指进现象有明显的抑制作用, 扩大了气体的波及系数, 能够大幅提高解封效率; 同时气水界面张力降低, 对指进现象产生一定的促进作用, 小幅降低气体的波及系数, 解封效率略微降低。因此, 随着润湿反转剂浓度的增加, 由于表面润湿性和气水界面张力的共同作用, 解封压差呈现先增加后降低的趋势, 而解封效率呈现先降低后上升的趋势。

4 结论

通过裂缝性水封气藏解封压差测试实验和微观排水孔隙尺度模拟, 明确了储层渗透率、润湿性、水封程度和裂缝压力等因素对解封压差和微观气驱排水过程的影响规律, 建立了裂缝性水封气藏解封压差预测模型, 揭示了解封过程中流体微观分布变化规律及微观排水特征, 取得以下主要创新性认识:

1) 解封压差是评价裂缝性水封气藏解封难易程度的重要指标, 储层渗透率、水封程度和裂缝压力是影响解封压差的关键因素。在低渗透率储层中, 水封段塞的存在会对气体流动产生较大阻力, 增加气体突破的难度, 导致水封伤害程度增大和注气解封压差较大; 随着水封程度增加, 流动阻力增大, 使解封压差呈现增加趋势; 当裂缝压力增加时, 裂缝性水封气藏解封压差相应增大; 在此基础上, 建立了水封气解封压差预测模型, 能够较好地预测裂缝性水封气藏解封压差。

2) 解封压差也受到储层润湿性和气水界面张力的影响。可以通过润湿反转剂作用改善多孔介质壁面的润湿性, 降低气水界面张力, 促进气体在多孔介质中的流动, 气相更易穿透水相, 出口端将提前见气, 从而降低解封压差; 基质的渗透率越高, 润湿反转剂更容易进入孔隙喉道并改善壁面性质, 解封压差的降低幅度更显著; 但随着润湿反转剂浓度的增加, 由于孔隙表面润湿性和气水界面张力的共同作用, 解封压差呈现先增加后降低的现象。

3) 解封效率是评价裂缝性水封气藏解封效果的重要指标, 且不同因素对解封压差和解封效率的影响机理存在差异。当裂缝压力增加时, 气体微观波及效率提高, 解封效率增加; 随着润湿反转剂浓度的增加, 解封效率呈现先降低后略微上升的变化趋势; 孔隙壁面润湿性由亲水性转化为疏水性, 对指进现象有明显的抑制作用, 扩大了气体的波及系数, 能够大幅提高解封效率; 同时气水界面张力降

低, 对指进现象产生一定的促进作用, 解封效率略微降低。

参 考 文 献

- [1] 邹才能, 林敏捷, 马锋, 等. 碳中和目标下中国天然气工业进展、挑战及对策[J]. 石油勘探与开发, 2024, 51(2): 418-435.
ZOU Caineng, LIN Minjie, MA Feng, et al. Development, challenges and strategies of natural gas industry under carbon neutral target in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2024, 51(2): 418-435.
- [2] 何东博, 贾成业, 位云生, 等. 世界天然气产业形势与发展趋势[J]. 天然气工业, 2022, 42(11): 1-12.
HE Dongbo, JIA Chengye, WEI Yunsheng, et al. Current situation and development trend of world natural gas industry[J]. Natural Gas Industry, 2022, 42(11): 1-12.
- [3] WANG Yanwei, SUN Qian, CHEN Fangxuan, et al. Multiscale model for hydrogen transport and storage in shale reservoirs[J]. SPE Journal, 2024, 29(6): 3238-3264.
- [4] 郇峰, 刘保磊, 李茂林, 等. 全球天然气发展趋势与启示[J]. 中国石油勘探, 2022, 27(6): 13-21.
GAO Feng, LIU Baolei, LI Maolin, et al. Global natural gas development trend and enlightenment[J]. China Petroleum Exploration, 2022, 27(6): 13-21.
- [5] WANG Yanwei, DAI Zhenxue, WANG Guisheng, et al. A hybrid physics-informed data-driven neural network for CO₂ storage in depleted shale reservoirs[J]. Petroleum Science, 2024, 21(1): 286-301.
- [6] HUANG Man, SU Dongchao, ZHAO Zhirui, et al. Numerical study of response behaviors of natural gas hydrate reservoir around wellbore induced by water jet slotting[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2023, 7(2): 75-89.
- [7] 贾爱林, 唐海发, 韩永新, 等. 塔里木盆地库车坳陷深层大气田气水分布与开发对策[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(6): 908-918.
JIA Ailin, TANG Haifa, HAN Yongxin, et al. The distribution of gas and water and development strategy for deep-buried gasfield in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(6): 908-918.
- [8] WANG Yanwei, DAI Zhenxue, LIU Huiqing. Pore-scale mechanisms and simulations for gas-water two-phase transport processes in natural gas reservoirs[J]. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2021, 96: 104314.
- [9] 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.
- [10] HU Jiangtao, YANG Shenglai, WANG Beidong, et al. Effect of pore structure characteristics on gas-water seepage behaviour in deep carbonate gas reservoirs[J]. Geoenergy Science and Engineering, 2024, 238: 212881.

- [11] 李娟,汪周华,欧家强,等. 蓬探1井区灯二段底水气藏水侵机理[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(23): 9729-9736.
LI Juan, WANG Zhouhua, OU Jiaqiang, et al. Water invasion mechanism of the second member of Dengying Formation in Pengtan 1 Well area bottom water gas reservoirs[J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(23): 9729-9736.
- [12] 杨东升,谢坤,殷庆国,等. 边底水气藏水侵规律研究现状与展望[J]. 天然气地球科学, 2024, 35(7): 1304-1322.
YANG Dongsheng, XIE Kun, YIN Qingguo, et al. Research status and prospect of water intrusion law in edge and bottom water gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2024, 35(7): 1304-1322.
- [13] 张健,李保振,周文胜,等. 中国海上气田开发与提高采收率技术[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 132-140.
ZHANG Jian, LI Baozhen, ZHOU Wensheng, et al. Development and EGR technologies of offshore gas fields in China[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 132-140.
- [14] 李江涛,项焱伟,陈汾君,等. 柴达木盆地涩北气田提高采收率关键技术与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 141-152.
LI Jiangtao, XIANG Yiwei, CHEN Fenjun, et al. Key technologies and prospect of EGR in the Sebei Gas Field in the Qaidam Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 141-152.
- [15] 刘念肖,雷登生,黄小亮,等. 考虑水封气的水驱气藏开发因素数值模拟研究[J]. 重庆科技学院学报(自然科学版), 2022, 24(2): 31-36.
LIU Nianxiao, LEI Dengsheng, HUANG Xiaoliang, et al. Numerical simulation research on development factors of water drive gas reservoir considering water-sealed gas[J]. Journal of Chongqing University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2022, 24(2): 31-36.
- [16] BAHRAMI H, REZAEI R, CLENNELL B. Water blocking damage in hydraulically fractured tight sand gas reservoirs: An example from Perth Basin, Western Australia[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2012, 88-89: 100-106.
- [17] 唐川,赵家辉,张俊松,等. 考虑水封气的水驱气藏动态储量计算新方法[J]. 天然气与石油, 2013, 31(1): 63-65.
TANG Chuan, ZHAO Jiahui, ZHANG Junsong, et al. New method for calculation of dynamic reserves in water drive gas reservoir by considering water sealed gas[J]. Natural Gas and Oil, 2013, 31(1): 63-65.
- [18] 雍锐,胡勇,彭先,等. 四川盆地天然气藏提高采收率技术进步与发展方向[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 23-35.
YONG Rui, HU Yong, PENG Xian, et al. Progress and prospect of enhanced gas recovery technology in the Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 23-35.
- [19] 吕志凯,唐海发,刘群明,等. 塔里木盆地库车坳陷超深层裂缝性致密气藏水封气动态评价方法[J]. 天然气地球科学, 2022, 33(11): 1874-1882.
LYU Zhikai, TANG Haifa, LIU Qunming, et al. Dynamic evaluation method of water sealed gas for ultra-deep fractured tight gas reservoir in Kuqa Depression, Tarim Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(11): 1874-1882.
- [20] 徐轩,万玉金,陈颖莉,等. 裂缝性边水气藏水侵机理及治水对策实验[J]. 天然气地球科学, 2019, 30(10): 1508-1518.
XU Xuan, WAN Yujin, CHEN Yingli, et al. Physical simulation of water invasion and water control for the fractured water-bearing gas reservoirs[J]. Natural Gas Geoscience, 2019, 30(10): 1508-1518.
- [21] 王振彪,孙雄伟,肖香姣. 超深超高压裂缝性致密砂岩气藏高效开发技术——以塔里木盆地克拉苏气田为例[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 87-95.
WANG Zhenbiao, SUN Xiongwei, XIAO Xiangjiao. Efficient development technologies for ultradeep, overpressured and fractured sandstone gas reservoirs: A case study of the Kelasu Gas Field in the Tarim Basin[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 87-95.
- [22] WANG Yanwei, DAI Zhenxue, CHEN Li, et al. An integrated multi-scale model for CO₂ transport and storage in shale reservoirs[J]. Applied Energy, 2023, 331: 120444.
- [23] XIONG Yu, FU Xitong, FENG Pengxin, et al. Microscopic occurrence of primary water in carbonate gas reservoirs with fractures and vugs and its effect on water invasion mechanism[J]. Journal of Hydrology, 2024, 635: 131087.
- [24] ZHU Weiyao, LIU Yuwei, SHI Yunqing, et al. Effect of dynamic threshold pressure gradient on production performance in water-bearing tight gas reservoir[J]. Advances in Geo-Energy Research, 2022, 6(4): 286-295.
- [25] 柳雪青,马立涛,刘成,等. 致密砂岩气藏孔尺度水锁机制及助排剂浓度优选[J]. 石油化工应用, 2023, 42(1): 65-70.
LIU Xueqing, MA Litao, LIU Cheng, et al. Pore scale water locking mechanism and concentration optimization of drainage aids in tight sandstone gas reservoirs[J]. Petrochemical Industry Application, 2023, 42(1): 65-70.
- [26] ZHENG Chao, GUO Guangjun, QIN Xuwen, et al. Molecular simulation studies on the water/methane two-phase flow in a cylindrical silica nanopore: Formation mechanisms of water lock and implications for gas hydrate exploitation[J]. Fuel, 2023, 333(Part 1): 126258.
- [27] 宋学锋,魏慧蕊,李文杰,等. 塔里木盆地M区块致密砂岩气藏水锁损害影响因素评价[J]. 断块油气田, 2022, 29(2): 224-228.
SONG Xuefeng, WEI Huirui, LI Wenjie, et al. Evaluation on influencing factors of water lock damage of tight sandstone gas reservoir in Block M of Tarim Basin[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2022, 29(2): 224-228.
- [28] TIAN Jian, QIN Chaozhong, KANG Yili, et al. Reasons for low flowback behaviors of water-based fluids in tight sandstone gas reservoirs[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2023, 220(Part A): 111152.
- [29] 李涛. 普光气田开发过程水侵特征分析[J]. 天然气工业, 2014, 34(6): 65-71.
LI Tao. Characteristics of water influx in the development of

- the Puguang Gas Field, Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2014, 34(6): 65-71.
- [30] 沈伟军, 李熙喆, 刘晓华, 等. 裂缝性气藏水侵机理物理模拟[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2014, 45(9): 3283-3287.
SHEN Weijun, LI Xizhe, LIU Xiaohua, et al. Physical simulation of water influx mechanism in fractured gas reservoirs[J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2014, 45(9): 3283-3287.
- [31] 谭晓华, 彭港珍, 李晓平, 等. 考虑水封气影响的有水气藏物质平衡法及非均匀水侵模式划分[J]. 天然气工业, 2021, 41(3): 97-103.
TAN Xiaohua, PENG Gangzhen, LI Xiaoping, et al. Material balance method and classification of non-uniform water invasion mode for gas reservoirs with water considering the effect of water sealed gas[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(3): 97-103.
- [32] 谭昊. 低渗透致密水驱气藏水封气及解封机理研究[D]. 成都: 西南石油大学, 2013.
TAN Hao. Research on water sealing and unsealing mechanism of low-permeability tight water drive gas reservoir[D]. Chengdu: Southwest Petroleum University, 2013.
- [33] 李江涛, 柴小颖, 邓成刚, 等. 提升水驱气藏开发效果的先期控水技术[J]. 天然气工业, 2017, 37(8): 132-139.
LI Jiangtao, CHAI Xiaoying, DENG Chenggang, et al. Early-stage water control technology in improving the development efficiency of water drive gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2017, 37(8): 132-139.
- [34] 熊春明, 唐孝芬. 国内外堵水调剖技术最新进展及发展趋势[J]. 石油勘探与开发, 2007, 34(1): 83-88.
XIONG Chunming, TANG Xiaofen. Technologies of water shut-off and profile control: An overview[J]. Petroleum Exploration and Development, 2007, 34(1): 83-88.
- [35] 孙龙德, 邹才能, 贾爱林, 等. 中国致密油气发展特征与方向[J]. 石油勘探与开发, 2019, 46(6): 1015-1026.
SUN Longde, ZOU Caineng, JIA Ailin, et al. Development characteristics and orientation of tight oil and gas in China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2019, 46(6): 1015-1026.
- [36] 吴克柳, 朱清源, 陈掌星, 等. 边底水碳酸盐岩气藏提高采收率的微观驱气效率[J]. 天然气工业, 2023, 43(1): 122-131.
WU Keliu, ZHU Qingyuan, CHEN Zhangxing, et al. Microscopic gas displacement efficiency of enhanced gas recovery in carbonate gas reservoirs with edge and bottom water[J]. Natural Gas Industry, 2023, 43(1): 122-131.
- [37] CAHN J W, HILLIARD J E. Free energy of a nonuniform system. III. Nucleation in a two-component incompressible fluid[J]. The Journal of Chemical Physics, 1959, 31(3): 688-699.
- [38] YUE Pengtao, FENG J J, LIU Chun, et al. A diffuse-interface method for simulating two-phase flows of complex fluids[J]. Journal of Fluid Mechanics, 2004, 515: 293-317.
- [39] YUE Pengtao, ZHOU Chunfeng, FENG J J, et al. Phase-field simulations of interfacial dynamics in viscoelastic fluids using finite elements with adaptive meshing[J]. Journal of Computational Physics, 2006, 219(1): 47-67.
- [40] 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.
- [41] 王敬, 刘慧卿, 刘仁静, 等. 考虑启动压力和应力敏感效应的低渗、特低渗油藏数值模拟研究[J]. 岩石力学与工程学报, 2013, 32(增刊 2): 3317-3327.
WANG Jing, LIU Huiqing, LIU Renjing, et al. Numerical simulation for low-permeability and extra-low permeability reservoirs with considering starting pressure and stress sensitivity effects[J]. Chinese Journal of Rock Mechanics and Engineering, 2013, 32(S2): 3317-3327.

(修改回稿日期 2024-11-18 编辑 董 莎)



本文互动