石油与天然气地质
第46卷 第3期 OIL & GAS GEOLOGY 2025年6月

文章编号:0253-9985(2025)03-0959-08 doi:10.11743/ogg20250317

低渗储层启动压力特征及动用半径的确定

田 巍[1,2],李中超[2,3],余传谋[3],韩宏彦[4],王开成[3],郭立强[1],王 坤[1],阳 潇[1]

(1. 中国石化 中原油田分公司 勘探开发研究院,河南 濮阳 457001;2. 中原实验室,河南 濮阳 457001;
3. 中国石化 中原油田分公司,河南 濮阳 457001;4. 河北工业职业技术大学,河北 石家庄 050091)

摘要:针对当前低渗储层启动压力梯度认识不足及动用半径确定方法不完善的问题,采用实验与数值模拟相结合的手段,详细分析了启动压力梯度变化特征和变化机制,并结合实际储层应力条件提出了低渗储层动用半径的计算方法。研究结果表明:①储层岩石启动压力梯度并不是一个定值,而是随着净围压的改变而发生变化,两者呈现良好的正相关关系。②启动压力梯度与净围压的关系曲线呈三段式特征。第一阶段为塑性形变阶段,主要为大裂缝闭合和大孔道急剧压缩,对渗流能力影响较大,启动压力梯度数值提高5倍以上;第二阶段为拟塑性形变阶段,主要为大孔道和微裂缝压缩,启动压力梯度数值提高40%以上;第三阶段为弹性形变阶段,主要为小孔道的压缩,对渗流能力影响小,启动压力梯度数值变化幅度较小,仅提高了17%。实际低渗储层中岩石的应力状态大多处于第三阶段。③以启动压力梯度动态变化为基础,以实际储层存在的压降漏斗为依据确定净上覆压力变化情况,并对储层中某一段渗流距离上的启动压力进行积分计算。在该启动压力与驱动压差数值相等的情况下反算求得渗流距离(即驱动动用半径),并通过实例应用验证了该方法的可行性。本研究深化了对低渗储层特征的认识,为储层评价及开发方案优化提供了重要的理论依据和技术支撑。

关键词:动态变化;动用半径;净上覆压力;净围压;启动压力梯度;低渗储层

中图分类号:TE37 **文献标识码**:A

Threshold pressure gradient characteristics and drainage radius determination of low-permeability reservoirs

TIAN Wei[1,2], LI Zhongchao[2,3], YU Chuanmou[3], HAN Hongyan[4], WANG Kaicheng[3], GUO Liqiang[1], WANG Kun[1], YANG Xiao[1]

[1. *Exploration and Development Research Institute, Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan* 457001, *China*; 2. *Zhongyuan Laboratory, Puyang, Henan* 457001, *China*; 3. *Zhongyuan Oilfield Company, SINOPEC, Puyang, Henan* 457001, *China*; 4. *Hebei Vocational University of Industry and Technology, Shijiazhuang, Hebei* 050091, *China*]

Abstract: In view of the limited insights into the threshold pressure gradients (TPGs) of low-permeability reservoirs and inadequate methods for determining their drainage radii, we present a detailed analysis of the variation characteristics and mechanisms of the TPG in combining experiments with numerical simulations, and propose a method for calculating the drainage radii of low-permeability reservoirs which considering the stress conditions of actual reservoirs. The results indicate that the TPG of a reservoir is not a fixed value. Instead, it changes with the net confining pressure, exhibiting a strong positive correlation. The curve showing the relationship between the TPG and the net confining pressure follows a three-stage pattern. In the first stage, plastic deformations occur, primarily involving the closure of microfractures and the sharp contraction of large pore throats. This stage has a significant impact on the seepage capacity of reservoirs, with the TPG increasing by more than five times. The second stage is characterized by pseudoplastic deformations, principally reflected in the contraction of large pore throats and microfractures, with the TPG increasing by over 40 %. The third stage shows elastic deformations, characterized primarily by the contraction of small pore throats. This stage has a minimal impact on the seepage capacity, with the TPG increasing by only 17 %. Notably, the stress state of rocks

收稿日期:2025-01-22;**修回日期**:2025-05-06。
第一作者简介:田巍(1981—),男,研究员、硕士研究生导师。油气田开发、提高采收率技术及CCUS等。**E-mail**: tw811227@163.com。
通信作者简介:韩宏彦(1983—),女,副教授。油气田开发、提高采收率技术及节能材料研发等。**E-mail**: hhy051824@163.com。
基金项目:河南省博士后基金项目(2018120);中国石化集团科研项目(P25138)。

in most actual low-permeability reservoirs corresponds to this elastic deformation stage. Based on the dynamic changes in the TPG and the presence of pressure drop funnels in actual reservoirs, we determine the changes in the net overburden pressure and then calculate the threshold pressure along a certain seepage distance in reservoirs through integration. Assuming that the threshold pressure equals the driving pressure difference, we derive the seepage distance (i. e., the driving drainage radius) through inversion. Finally, the feasibility of the proposed method for determining the drainage radius is verified through practical application. This study enhances the understanding of the characteristics of low-permeability reservoirs while also providing a significant theoretical basis and technical support for the assessment and exploitation scheme optimization of low-permeability reservoirs.

Key words: dynamic change, drainage radius, net overburden pressure, net confining pressure, threshold pressure gradient (TPG), low-permeability reservoir

引用格式: 田巍,李中超,余传谋,等. 低渗储层启动压力特征及动用半径的确定[J]. 石油与天然气地质,2025,46(3):959-966. DOI:10.11743/ogg20250317.

TIAN Wei, LI Zhongchao, YU Chuanmou, et al. Threshold pressure gradient characteristics and drainage radius determination of low-permeability reservoirs[J]. Oil & Gas Geology,2025,46(3):959-966. DOI:10.11743/ogg20250317.

当前,低渗油气探明资源量占据油气探明总资源量的半壁江山,其产量在油气产量总构成中的比重越来越大[1],低渗油气资源的高效开发对于保障国家能源安全具有十分重要的战略意义。低渗油气藏多数属于非达西渗流,启动压力的存在已被广大石油科技工作者所认可[2-7]。目前普遍认为启动压力梯度是个定值[6-9]。启动压力因渗流孔道中心流体受到边界流体黏滞作用的附加阻力而产生,其存在增加了渗流阻力,消耗了地层能量,孔隙中的流体流动必须克服启动压力才能被动用。因此,低渗储层无论是依靠原始地层能量开发还是依靠注入介质驱动开发,其动用半径是有限的,准确地确定动用半径对于油气高效开发意义重大,该参数是确定井距和设计开发方案最重要的参数之一。对于动用半径的确定,前人已开展了相关研究[9-18],形成了不同的计算方法,归结起来主要为2类:①数值模拟法[11-18],即基于不稳定渗流和非线性渗流理论,通过解方程求取有效动用半径。尤其是在压裂井产能评价和稠油开采中,通常采用此方法。然而,该方法在用于低渗储层动用半径的求取时,并未考虑低渗储层启动压力的存在或启动压力梯度的动态变化,同时在方程求解过程中的简化处理也降低了计算结果的可信度。②经验估算法,即直接按照启动压力梯度为定值进行动用半径的粗略计算。该方法与储层的符合度较低,没有充分考虑启动压力梯度的动态变化,且完全忽略了实际储层中压降漏斗的存在,估算误差较大。综上,现有的确定低渗储层动用半径的方法都有一定的缺陷,亟需一种适于求取低渗油藏动用半径的准确、快速、科学方法,以满足实际储层计算的需要。为此,本文充分考虑实际地层条件,利用室内实验手段先确定启动压力梯度的动态变化规律,然后结合实际储层压降梯度变化规律,形成储层条件下低渗油藏有效动用半径的确定方法,为低渗油气藏的高效开发提供重要的理论和技术支撑。

1 实验步骤与原理

1.1 实验原理

在恒定净应力条件下,岩石所处的应力状态是稳定的[19-27],此时特定驱替压差下的流体流态呈现稳定特征。基于该原理,本研究采用稳态法中的压差-流量法开展实验:首先保持驱替压差恒定,待渗流达到稳定状态后记录流量;同时通过控制围压与岩心进、出口平均压力的差值(此数值即为净围压值),使净围压保持恒定;在此条件下,系统测定不同驱替压差下达到稳定渗流状态时的对应流量。

实验过程中,保持流体恒压注入,围压自动跟踪调整并保持净围压数值恒定。依次测定不同注入压差下达到稳定渗流状态时的流量,将进、出口压差与渗流距离(岩心长度)的比值作为压力梯度(MPa/m)。以压力梯度为横坐标、流量为纵坐标,将实验数据进行线性回归拟合,所得拟合方程在流量为0 mL/min时对应的压力梯度即为启动压力梯度,该值也是压力梯度-流量曲线与横坐标轴的交点对应的压力梯度。

1.2 仪器与流程

实验采用先进的Autoflood™(AFS300™)驱替评价系统,整个系统分为6个部分:注入系统、压力控制系

统、岩心真三轴仿真模拟系统、产出计量系统、温度控制系统以及数据跟踪采集系统。

本实验采用模拟地层水作为注入介质，液体注入采用高精度微量注入泵，压力数据由系统自动采集，压力检测采用DXD高精度数字压力传感器，同时采用高线性压差传感器（型号为Validyne）来精确采集岩心两端压力差；产出物数据由直接连接数据采集系统的天平计量，所用夹持器为能够模拟实际地层应力的三轴岩心夹持器，围压和回压系统使用高精度多级柱塞泵（Teledyne isco100-DX）控制。整套装置置于恒温箱中，恒温箱可调温度0～200 ℃，实验流程如图1所示。

1.3　实验步骤

实验采用稳态法中的压差-流量法，选取目标区块中具有代表性的完好岩心，岩心长度约5.0 cm，直径约2.5 cm。实验在模拟地层温度和压力下进行，设定初始净围压为3 MPa，设定回压值为实际地层压力。首先，恒定注入压力，分别测定不同注入压差对应的流量数据，设定注入压差分别为0.10，0.20，0.30，0.40和0.50 MPa；其次，在不同净围压（3，5，8，12，15，18，21，25，28，31，35和40 MPa）条件下，测定上述不同注入压差对应的流量数据。

实验设计步骤为：①将岩心置于干燥恒温箱中，在108 ℃下烘干48 h以上，分别测定各岩心的长度、直径和渗透率等数据；②将岩心置于真空瓶中，将真空瓶与注入水容器的顶部连通，抽真空至-0.1 MPa后持续抽气1h，停泵，将注入水容器倒置，使注入水倒吸入真空瓶中并没过岩心，接着抽真空8 h，之后将岩心浸泡于模拟地层水中待用；③将饱和水的岩心装入三轴岩心夹持器中，接通仪器流程，将仪表显示初始值归零，设定系统净围压为3 MPa，并缓慢对夹持器施加围压至初始值3 MPa；④打开驱替泵，恒流量注入，升高注入压力和回压直至达到实际地层压力数值，关闭回压和注液入口阀门；⑤设定注入压力数值，使进、出口压差为设定压差数值，恒压驱替注入模拟地层水，产出端计量产出液量，直至相同的时间端产出量相等，则渗流稳定；⑥更换下一入口压力数值，重复步骤⑤；⑦直至测完所有设定压差数值，更换下一个净围压值，重复步骤③—⑥，直至测定完成所有设定净围压值，结束实验。

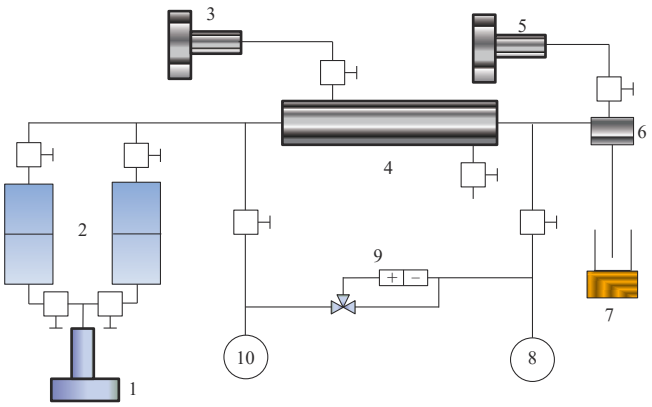

图1　启动压力梯度实验流程图

Fig. 1　Schematic diagram showing the workflow of TPG experiments

1. 高精度微量注入泵；2. 中间容器；3，5. 多级柱塞泵；4. 三轴岩心夹持器；6. 回压阀；7. 天平；8，10. 上、下游压力传感器；9. 高精度差压传感器

2　实验结果分析

按照上述设定的步骤选取1块岩心开展实验，岩心长度4.98 cm，直径2.51 cm，气测渗透率0.935 8×10^{-3} μm²，实验结果见图2。不同净围压下的流量与压力梯度关系拟合方程按照流量为0 mL/min计算得到启动压力梯度数值（表1）。可以看出，在同一净围压下，流量随着压力梯度的增加而增加，呈现良好的线性关系，相关系数在0.99以上，流体的流态是稳定的；不同净围压下的启动压力梯度随着净围压的增加呈对数增加（图3），拟合关系见公式（1），可见启动压力梯度并不是定值，而是一个随净应力变化的变量，即：

$$G = f(\sigma) = 0.011\,5\ln\sigma - 0.007\,9 \quad (1)$$

式中：G为启动压力梯度，MPa/m；$f(\sigma)$为启动压力梯度随净围压变化的函数；σ为净围压，MPa。

从图3可以看出，启动压力梯度随净围压的变化呈现显著的三段式增长特征：①塑性形变阶段（净围压< 10.65 MPa），启动压力梯度随净围压增大而急剧上升，增长速率最高；②拟塑性形变阶段（10.65 MPa ≤ 净围压 ≤ 20.60 MPa），增长趋势明显放缓，呈现过渡性特征；③弹性形变阶段（净围压 > 20.60 MPa），启动压力梯度趋于平缓，对净围压变化的敏感性显著降低。在净围压从3—10 MPa，12—19 MPa以及25—32 MPa的3个净围压增幅同为7 MPa的区间内，其启动压力梯度分别增长了490.08 %（由0.002 9 MPa/m增长到0.017 2 MPa/m），31.50 %（由0.020 0 MPa/m增长到0.026 3 MPa/m）和9.49 %（由0.029 5 MPa/m增长到0.032 3 MPa/m）。该观点的提出也澄清了业内对于启动压力特征的认识，验证了之前将启动压力梯度作为一个定值来代入计算和预测产量是不科学的。

分析表明，启动压力梯度的三段式特征与低渗储层的应力敏感性相关。对于此类极低渗透率岩心，在净围压增加过程中，孔隙结构随净围压增加的响应变

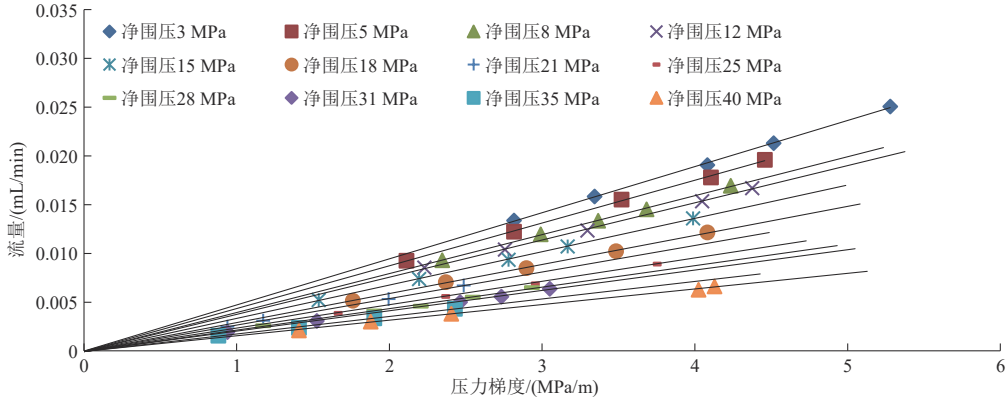

图2 启动压力梯度实验中不同净围压下流量与压力梯度的关系

Fig. 2 Flow rate vs. pressure gradient under varying net confining pressures in TPG experiments

表1 启动压力梯度实验中不同净围压下的启动压力梯度

Table 1 TPGs under varying net confining pressures in TPG experiments

序号	净围压/MPa	拟合方程	启动压力梯度/(MPa/m)	相关系数(R^2)
1	3	$Q = 0.004\,730\,1\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,013\,8$	0.002 917	0.999 1
2	5	$Q = 0.004\,387\,3\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,035\,0$	0.007 978	0.999 1
3	8	$Q = 0.003\,995\,5\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,055\,5$	0.013 891	0.999 0
4	12	$Q = 0.003\,817\,3\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,074\,4$	0.019 490	0.999 1
5	15	$Q = 0.003\,418\,1\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,076\,4$	0.022 352	0.999 6
6	18	$Q = 0.002\,981\,1\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,075\,2$	0.025 226	0.999 3
7	21	$Q = 0.002\,723\,7\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,074\,5$	0.027 352	0.999 8
8	25	$Q = 0.002\,400\,1\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,069\,7$	0.029 040	0.999 5
9	28	$Q = 0.002\,202\,5\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,067\,0$	0.030 420	0.993 8
10	31	$Q = 0.002\,086\,4\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,066\,5$	0.031 873	0.998 6
11	35	$Q = 0.001\,795\,1\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,059\,9$	0.033 369	0.996 5
12	40	$Q = 0.001\,599\,9\left(\frac{\Delta p}{L}\right) - 0.000\,054\,4$	0.034 002	0.998 1

注：Q为流量，mL/min；Δp为进、出口压力的差值，MPa；L为岩心长度，m。

化分为3个阶段，这一规律完全符合应变响应的特征[28-30]。①以10.65 MPa为分界点，在低于该值的区间内(3.00～10.65 MPa)，岩心处于塑性形变阶段，启动压力梯度增幅约7倍。该阶段主要表现为岩石在应力作用下发生显著的孔渗损失，且这种损失在应力卸载后很难恢复。具体而言，随着净围压从初始值逐渐增加，岩石中的大裂缝首先闭合，大孔道开始压缩，此时孔隙变形最为显著，对渗透率的影响也最大。作为主要渗流通道的大裂缝和大孔隙被压缩之后，流体流通的通道急剧变窄，导致渗流阻力大幅增加。②在10.65～20.60 MPa的净围压区间，大裂缝和大孔隙在前期压缩基础上进一步变形，但可压性明显降低。此阶段主要以大裂缝、大孔道的进一步压缩以及微裂缝的闭合为主，虽然孔渗损失幅度较前一阶段有所减小，但仍保持较高水平。相应地，启动压力梯度的变化随净围压变化而变化的幅度虽有所减缓，但依然显著。在

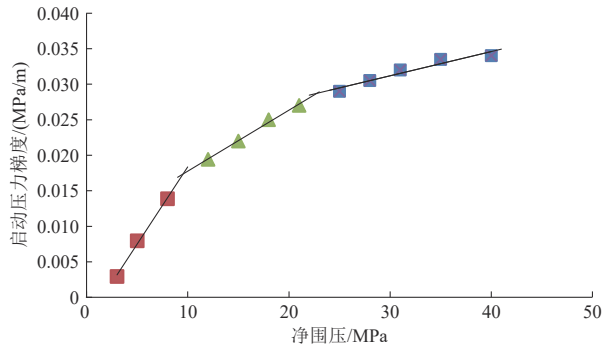

图3　启动压力梯度实验中启动压力梯度与净围压的关系

Fig. 3　TPG *vs*. net confining pressure in TPG experiments

这一过程中，岩石中的大裂缝几乎完全闭合，大孔道和微裂缝也接近压缩极限。③当净围压超过20.60 MPa后，岩石处于弹性形变阶段，此时毛管力成为主要渗流阻力，边界流体的影响逐渐占据主导地位，更多的体相流体转变为边界流体，体相流体的占比越来越低，流体流动难度显著增加。净围压从20.60 MPa增加到40.00 MPa，启动压力梯度变化仅约1.2倍。该阶段主要表现为小孔道被压缩，向孔道中心靠拢，但由于小孔道可压缩性有限，其变形幅度相对较小，该阶段孔渗损失程度较前一阶段明显降低。渗流通道尺寸变化微弱，渗流阻力随净围压的变化趋于平缓，故启动压力梯度的增长幅度较小。值得注意的是，该阶段所发生的孔渗损失在应力卸载后基本可以完全恢复。实际储层的净上覆压力通常都很大，其应力状态多处于该阶段[24]。

在实际地层中，由于压降漏斗的存在使得储层中的启动压力梯度不可能是一个定值，因此注采井间的启动压力不能简单通过启动压力梯度与注采井间距离的乘积来计算。启动压力作为低渗储层中流体开始流动的临界压力阈值，只有当驱动压力超过该临界值时，流体才能被有效动用。基于这一机理，采用启动压力作为判别流体动用和预测动用半径的标准，才具有更高的科学性和准确性。

3　储层中驱动控制半径的计算

采用启动压力梯度数值可判定流体是否被动用并预测驱动动用半径。基于实验室模拟地层条件测定的启动压力梯度数值变化规律，结合实际地层的应力状态，可计算实际储层的启动压力数值。当驱动压力数值与上述计算得到的启动压力梯度数值相等时，流体恰好被动用，此时对应的渗流距离即为驱动动用半径。按照该思路，首先要确定实际地层净上覆压力的变化规律，然后基于净上覆压力的变化规律计算储层的启动压力数值，建立驱动压力等于启动压力数值的计算方程，求解该方程即可得到驱动动用半径对应的渗流距离。

3.1　储层条件下的净上覆压力计算

实际储层的上覆压力是目标储层上部岩石骨架及其孔隙中流体（油、气、水）的总重力垂直作用于储层的正压力，数值的计算综合考虑储层深度、岩石密度、孔隙度、重力加速度、孔隙流体密度等参数，按照以下公式求取上覆压力[24]：

$$p_{ob} = (1 - \Phi)\rho_{岩} gD + \Phi\rho_{流} gD \tag{2}$$

式中：p_{ob}为岩石上覆压力，MPa；Φ为岩石孔隙度，小数；$\rho_{岩}$和$\rho_{流}$分别为岩石骨架密度和孔隙流体密度，g/cm^3；g为重力加速度，取9.8 m/s^2；D为储层深度，km。

对于储层的岩石骨架来说，其受力主要来自两方面：①孔隙内部的流体压力（即孔隙压力，在实际储层中表现为地层压力），该压力在垂直方向上对覆盖层产生向上的支撑作用；②上覆岩层施加的向下重力。正是这两种作用力的不平衡导致岩石骨架被压缩（表现为孔隙度和渗透率的降低），使岩石处于静态但受力不平衡的应力状态，上覆压力与孔隙压力的差值即为净上覆压力（或称净应力），是覆盖层重力与孔隙压力的合力，也是导致岩石产生应力敏感性的外部因素。净应力采用下式表示：

$$\sigma = p_{ob} - p_a \tag{3}$$

式中：σ为储层净应力，MPa；p_a为孔隙压力，MPa。

孔隙压力可以按照数学模型进行推导，求取地层压力变化特征。若无相关推导公式，可以采用具有一般意义的平面径向流压力分布求取：

$$p_a = p_e - (p_e - p_{wf})\frac{\ln\dfrac{r_e}{r}}{\ln\dfrac{r_e}{r_w}} \tag{4}$$

式中：p_e和p_{wf}分别为边界压力和井底压力，MPa；r_e和r_w分别为供给半径（即注采井距）和采出井半径，m；r为某一点到采出井/注入井对应的渗流距离，m。其中r的物理意义分为2种情况：①若为有流体注入的驱动，其为渗流达到的点距注入井的距离；②若为衰竭式开发，则为采出井对应的动用距离。

3.2　储层条件下的启动压力数值表达

这里假设沿渗流方向启动压力梯度在一个微元距

离(dr,m)上的变化可以忽略,即认为在该极微小的距离上,净上覆压力(σ_c,MPa)沿渗流方向的变化为0,那么在该微元距离dr上的启动压力(G_1,MPa)就是该净上覆压力对应的启动压力梯度$f(\sigma_c)$与微元段(Δr,m)的乘积,即得到地层中该微元段的启动压力G_1为:

$$G_1 = f(\sigma_c)\Delta r \tag{5}$$

将启动压力梯度与渗流距离的乘积沿渗流方向积分,得到地层中对应渗流距离的启动压力(G_z,MPa)表达式为:

$$G_z = \int_0^L f(\sigma_c)\mathrm{d}r_a \tag{6}$$

式中:L为从起点开始算起的渗流距离(即动用半径),m;r_a为L中的某一微元段,m。

3.3 储层中的驱动动用半径表征

启动压力即为流体动用的门槛压力,参照室内试验得到的启动压力梯度3个阶段的划分方法,判断实际地层所处的应力阶段,选择相应的启动压力梯度的表达式。如果处于2个阶段则要分段计算,令给定的驱动压差等于地层中某段的启动压力G_z,此时对应的渗流距离即为该驱动压差对应的有效动用半径:

$$\Delta p = \int_0^L f(\sigma_c)\mathrm{d}r = G_z \tag{7}$$

式中:Δp为给定的压差,MPa。

将公式(3)—公式(5)联立得到实际储层净压力σ的表达式[公式(8)],代入实验室测得$f(\sigma)$的公式(1),将σ_c替代σ,代入公式(8),解方程求得L的数值,即为该驱动压力下的有效动用半径。

$$\sigma = 83.82 - \left[p_e - \frac{p_e - p_{wf}}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r}\right) \right] \tag{8}$$

4 现场应用

选取中原油田某储层,储层深度为3 750 m,目标储层平均孔隙度10.43 %,岩石密度为2.43 g/cm^3,水的密度为1.00 g/cm^3,原始地层压力为48 MPa,储层岩心启动压力梯度与净围压的关系见公式(2)。按照公式(3)计算得到目标储层对应的上覆压力数值,则储层的上覆压力为83.82 MPa,初始净应力为35.82 MPa,处在启动压力梯度变化的第三阶段,即弹性形变阶段,孔隙内压随生产井底压力的降低而降低,而净应力随生产井底压力的降低而增大。生产过程中孔隙内压越来越小,净应力越来越大。

将公式(8)代入公式(1)得到

$$f(\sigma) = 0.011\,5\ln\left[83.82 - \left(p_a - \left(p_e - p_{wf} \right) \frac{\ln\frac{r_e}{r}}{\ln\frac{r_e}{r_w}} \right) \right] - 0.007\,9 \tag{9}$$

将实际储层的参数代入,实际储层中注采井距为240 m,井底半径为0.1 m,井底流压为32 MPa,原始地层压力为48 MPa,从而得到实际储层中,某一位置处启动压力梯度的简化表达式为:

$$f(\sigma) = 0.011\,5\ln(47.089 - 2.056\ln r) - 0.007\,9 \tag{10}$$

则从注入井到L位置处的启动压力表达式为:

$$G = 0.011\,5\int_{0.1}^{L} \ln(47.089 - 2.056\ln r)\mathrm{d}r - 0.007\,9L + 0.000\,79 \tag{11}$$

若对应注入井注入压力为36 MPa,则注采压差为4 MPa,令公式(11)=4,那么驱动动用半径对应的方程为:

$$0.011\,5\int_{0.1}^{L} \ln(47.089 - 2.056\ln r)\mathrm{d}r - 0.007\,9L + 0.000\,79 = 4 \tag{12}$$

解方程得到对应的动用半径L = 238 m,即在4 MPa的驱替压差下,储层中的原油驱动有效动用半径为238 m。若注采井距为240 m,则在4 MPa的驱动压差下无法动用注采井间的全部流体,作用半径未达采出井底,所以此时对应水井的注入压力为36 MPa,偏低,无法动用井间流体,因此应提高注入压力。

本例中,若按照实验室测得的启动压力梯度作为定值0.002 917 MPa(围压3 MPa)计算,上述238 m的动用半径所需要的动用压力为0.694 MPa;若按照定值0.034 002 MPa(围压40 MPa)计算,动用半径所需要的动用压力则为8.092 MPa,而按照本文方法充分考虑启动压力数值随实际地层净上覆压力变化的方法,4 MPa即可实现238 m半径内流体的动用。

5 结论

1)储层岩石启动压力梯度不是定值,而是随着净上覆压力的增加而增加,两者呈现良好的正相关关系,岩石受应力变化引起的孔隙结构改变是引发启动压力梯度动态变化的主要因素。

2)启动压力梯度变化呈三段式特征。第一阶段主要受大裂缝闭合、大孔道压缩的塑性形变影响;第二阶段主要以大孔道和微裂缝压缩的拟塑性形变为

主;第三阶段主要受小孔道压缩的弹性形变影响。数值大幅变化发生在第一阶段,实际储层大多处于第三阶段。

3) 基于启动压力梯度动态变化特征,提出了低渗储层动用半径确定方法。在实验结果支撑的基础上,计算的数值更加科学准确,并通过实例验证了该方法的可行性,为低渗储层高效开发提供了更加准确的参数。

参 考 文 献

[1] 庞敏, 张益畅. 我国发展二氧化碳驱油技术的路径思考[J]. 西南石油大学学报(社会科学版), 2024, 26(4): 1-9.
PANG Min, ZHANG Yichang. The path of developing CO_2 flooding technology in China[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Social Sciences Edition), 2024, 26(4): 1-9.

[2] 田巍, 朱维耀, 朱华银, 等. 致密砂岩凝析气藏启动压力梯度[J]. 中南大学学报(自然科学版), 2015, 46(9): 3415-3421.
TIAN Wei, ZHU Weiyao, ZHU Huayin, et al. Study on the experiment of condensate gas reservoir threshold pressure gradient for tight sandstone [J]. Journal of Central South University (Science and Technology), 2015, 46(9): 3415-3421.

[3] 刘新菊, 刘同敬, 陈建文, 等. 低渗透-致密砂岩油藏水相启动压力梯度实验测试方法[J]. 油气地质与采收率, 2023, 30(3): 87-93.
LIU Xinju, LIU Tongjing, CHEN Jianwen, et al. An experimental method for testing water-phase starting pressure gradient of low-permeability/tight sandstone reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2023, 30(3): 87-93.

[4] 朱维耀, 田巍, 朱华银, 等. 一种测试油气藏岩石启动压力梯度的优化方法[J]. 石油与天然气地质, 2017, 38(1): 175-180, 196.
ZHU Weiyao, TIAN Wei, ZHU Huayin, et al. An optimization method to measure rock threshold pressure gradient of oil and gas reservoirs[J]. Oil & Gas Geology, 2017, 38(1): 175-180, 196.

[5] 朱维耀, 田巍, 朱华银, 等. 致密岩心启动压力梯度实验研究[J]. 科学技术与工程, 2015, 15(3): 79-83.
ZHU Weiyao, TIAN Wei, ZHU Huayin, et al. Study on experiment of threshold pressure gradient for tight sandstone[J]. Science Technology and Engineering, 2015, 15(3): 79-83.

[6] 张国辉, 刘新荣, 李福堂, 等. 岩心油水两相渗流启动压力梯度实验研究[J]. 科学技术与工程, 2024, 24(13): 5372-5380.
ZHANG Guohui, LIU Xinrong, LI Futang, et al. Experiment research on starting pressure gradient of oil-water two phase flow in cores[J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(13): 5372-5380.

[7] 柯文丽, 张文艳, 郭伟泽, 等. 启动压力梯度对稠油油藏开发指标的影响[J]. 中国科技论文, 2024, 19(3): 390-398.
KE Wenli, ZHANG Wenyan, GUO Weize, et al. Influence of threshold pressure gradient on development indicators in heavy oil [J]. China Sciencepaper, 2024, 19(3): 390-398.

[8] 朱维耀, 刘今子, 宋洪庆, 等. 低/特低渗透油藏非达西渗流有效动用计算方法[J]. 石油学报, 2010, 31(3): 452-457.
ZHU Weiyao, LIU Jinzi, SONG Hongqing, et al. Calculation of effective startup degree of non-Darcy flow in low or ultra-low permeability reservoirs[J]. Acta Petrolei Sinica, 2010, 31(3): 452-457.

[9] 罗宪波, 李波, 刘英, 等. 存在启动压力梯度时储层动用半径的确定[J]. 中国海上油气, 2009, 21(4): 248-250.
LUO Xianbo, LI Bo, LIU Ying, et al. The determination of drainage radius for reservoirs with a start-up pressure gradient[J]. China Offshore Oil and Gas, 2009, 21(4): 248-250.

[10] 陈民锋, 李晓风, 赵梦盼, 等. 启动压力影响下确定油藏有效动用半径[J]. 断块油气田, 2013, 20(4): 462-465.
CHEN Minfeng, LI Xiaofeng, ZHAO Mengpan, et al. Determination of effective drainage radius for reservoirs considering threshold pressure gradient[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2013, 20(4): 462-465.

[11] 宋洪庆, 朱维耀, 沈全富, 等. 低渗透非均质油藏动用程度评价新方法[J]. 特种油气藏, 2009, 16(1): 64-67.
SONG Hongqing, ZHU Weiyao, SHEN Quanfu, et al. A new evaluation method of producing degree for low-permeability heterogeneous reservoirs [J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2009, 16(1): 64-67.

[12] 李发印. 油井地层压力与驱动半径计算新方法[J]. 石油勘探与开发, 1992, 19(6): 90-93.
LI Fayin. A new method of estimating reservoir pressure around a producer and the drainage radius[J]. Petroleum Exploration and Development, 1992, 19(6): 90-93.

[13] 刘今子, 宋洪庆, 朱维耀, 等. 考虑低渗透储层厚度非均质性的有效驱动半径计算及分析[J]. 大庆石油学院学报, 2011, 35(1): 68-72.
LIU Jinzi, SONG Hongqing, ZHU Weiyao, et al. Calculation and analysis of effective drive radius with the consideration of non homogeneity in low permeability reservoir thickness[J]. Journal of Daqing Petroleum Institute, 2011, 35(1): 68-72.

[14] 杨金欣, 陈民锋, 屈丹, 等. 低渗透油藏垂直裂缝井有效动用半径研究[J]. 油气地质与采收率, 2020, 27(5): 119-125.
YANG Jinxin, CHEN Minfeng, QU Dan, et al. Study on the effective radius of vertical fractured wells in low permeability reservoirs [J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2020, 27(5): 119-125.

[15] 陈民锋, 陈璐, 王兆琪, 等. 近井改造对低渗透稠油油藏有效动用半径的影响[J]. 陕西科技大学学报, 2016, 34(5): 103-108.
CHEN Minfeng, CHEN Lu, WANG Zhaoqi, et al. The effect of near wellbore stimulation on effective drainage radius in low-permeable heavy-oil reservoirs[J]. Journal of Shaanxi University of Science and Technology, 2016, 34(5): 103-108.

[16] 刘英宪, 高红立, 张俊, 等. 非均质低渗油藏压裂井产能及动用半径研究[J]. 复杂油气藏, 2012, 5(3): 53-55.
LIU Yingxian, GAO Hongli, ZHANG Jun, et al. Study on

productivity and drainage radius of fractured wells in low-permeability heterogeneous reservoir[J]. Complex Hydrocarbon Reservoirs, 2012, 5(3): 53-55.

[17] 陈民锋, 赵晶, 赵梦盼, 等. 低渗透稠油油藏储量有效动用界限研究[J]. 深圳大学学报(理工版), 2013, 30(2): 210-215.
CHEN Minfeng, ZHAO Jing, ZHAO Mengpan, et al. Study on limits of effective drive in low-permeability heavy-oil reservoirs [J]. Journal of Shenzhen University (Science & Engineering), 2013, 30(2): 210-215.

[18] 孙焕泉, 杨勇, 方吉超, 等. 提高油气田采收率技术协同方法与应用[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45(3): 600-608.
SUN Huanquan, YANG Yong, FANG Jichao, et al. Technological synergy for enhancing hydrocarbon recovery and its applications[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(3): 600-608.

[19] 田巍. 混相条件下油气相渗规律表征[J]. 当代石油石化, 2020, 28(4): 24-29.
TIAN Wei. Relative permeability law under condition of miscible phase [J]. Petroleum & Petrochemical Today, 2020, 28 (4): 24-29.

[20] 成友友, 郭春秋, 陈鹏羽, 等. 碳酸盐岩气藏应力敏感特征及微观机理[J]. 石油勘探与开发, 2023, 50(1): 152-159.
CHENG Youyou, GUO Chunqiu, CHEN Pengyu, et al. Stress sensitivity of carbonate gas reservoirs and its microscopic mechanism[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 152-159.

[21] 李冬梅, 李会会, 朱苏阳. 大尺度离散裂缝的渗透率应力敏感研究——以顺北油田为例[J]. 断块油气田, 2024, 31(1): 147-153.
LI Dongmei, LI Huihui, ZHU Suyang. Study of permeability stress sensitivity of large-scale discrete fracture: A case study of Shunbei Oil Field[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2024, 31 (1): 147-153.

[22] 龚训, 金之钧, 马新华, 等. 川南地区志留系龙马溪组页岩力学性质及微观破裂机理[J]. 石油与天然气地质, 2024, 45 (5): 1447-1455.
GONG Xun, JIN Zhijun, MA Xinhua, et al. Mechanical properties of the Silurian Longmaxi Formation shale, southern Sichuan Basin and its microfracturing mechanisms[J]. Oil & Gas Geology, 2024, 45(5): 1447-1455.

[23] 田巍, 朱维耀, 朱华银, 等. 致密砂岩启动压力测试中围压模式的优选[J]. 特种油气藏, 2014, 21(2): 107-110.
TIAN Wei, ZHU Weiyao, ZHU Huayin, et al. Optimization of confining pressure modes during starting pressure test in tight sandstone[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2014, 21(2): 107-110.

[24] 王巧智, 江安, 苏延辉, 等. 用CT扫描技术分析致密砂岩储层应力敏感性[J]. 钻采工艺, 2022, 45(4): 56-60.
WANG Qiaozhi, JIANG An, SU Yanhui, et al. Stress sensitivity analysis for tight sandstone reservoir by CT scanning technology [J]. Drilling & Production Technology, 2022, 45(4): 56-60.

[25] 任杰, 姜淑霞, 罗周亮, 等. 通南巴气田须家河组致密砂岩储层特征及分类评价[J]. 断块油气田, 2023, 30(6): 914-924.
REN Jie, JIANG Shuxia, LUO Zhouliang, et al. Characteristics and classification evaluation of tight sandstone reservoir in Xujiahe Formation of Tongnanba Gas Field[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30(6): 914-924.

[26] 田巍. 致密砂岩凝析气藏油气水多相渗流规律研究[D]. 北京: 北京科技大学, 2015.
TIAN Wei. Study on the oil-gas-water multi-phase seepage law for tight sandstone condensate gas reservoir[D]. Beijing: University of Science & Technology Beijing, 2015.

[27] 国家能源局. 储层敏感性流动实验评价方法: SY/T 5358-2010 [S]. 北京: 石油工业出版社, 2010: 18-21.
National Energy Administration. Formation damage evaluation by flow test: SY/T 5358-2010 [S]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2010: 18-21.

[28] 刘强, 李静, 李婷, 等. 碳酸盐岩缝洞型油藏流固耦合下的油水两相流动特征[J]. 新疆石油地质, 2024, 45(4): 451-459.
LIU Qiang, LI Jing, LI Ting, et al. Oil-water two-phase flow behaviors in fracture-cavity carbonate reservoirs with fluid-solid coupling [J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2024, 45 (4): 451-459.

[29] 王长权, 田中敬, 王晨晨, 等. 基于应力敏感的致密油藏孔隙结构及油水两相渗流特征[J]. 特种油气藏, 2023, 30(4): 131-138.
WANG Changquan, TIAN Zhongjing, WANG Chenchen, et al. Pore structure and oil-water two-phase seepage characteristics of tight oil reservoirs based on stress sensitivity[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2023, 30(4): 131-138.

[30] 邓航, 田巍. 储层条件下的应力敏感性研究[J]. 断块油气田, 2023, 30(6): 933-939.
DENG Hang, TIAN Wei. Study on stress sensitivity under reservoir conditions[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2023, 30 (6): 933-939.

(编辑 张玉银)