

致密砂岩气藏气水两相渗流规律影响因素分析

周 锐, 吴居林, 崔雨彬

成都理工大学能源学院, 四川 成都

收稿日期: 2024年1月26日; 录用日期: 2024年3月19日; 发布日期: 2024年3月27日

摘 要

致密砂岩气藏在我国的储量丰富, 分布也很广泛, 相较于致密砂岩气藏丰富的资源储量, 我们对于致密砂岩气藏的开采能力却相当不足。这是由于致密砂岩气藏孔隙细小、喉道狭窄、储层中含水高使得气-水两相的渗流特征十分复杂, 影响了致密砂岩气藏的开发效果。本文进行了致密砂岩岩心的室内物理模拟实验, 分析了物性、围压、温度和驱替压差对气-水两相渗流的影响, 得到的主要结论如下: 1) 非稳态气-水相渗实验与其他物理模拟方法相比更加简单, 便于操作。2) 岩心的物性差, 其束缚水饱和度会相对较大, 气相和水相渗流能力相对较差; 岩心受到的围压增大, 岩心中的束缚水变得更多, 两相渗流能力下降; 岩心所处环境温度上升, 岩心中的束缚水会变少, 气相流动能力下降, 水相则相反; 驱替压差增大, 岩心中更多的水被驱出, 束缚水减少, 两相渗流能力增强。3) 归一化处理后的相渗曲线可用于计算区块的含水率。

关键词

致密砂岩气藏, 非稳态气-水两相相渗物理模拟, 影响因素, 归一化处理

Analysis of Influencing Factors of Gas-Water Two-Phase Seepage Law in Tight Sandstone Gas Reservoir

Rui Zhou, Julin Wu, Yubin Cui

College of Energy, Chengdu University of Technology, Chengdu Sichuan

Received: Jan. 26th, 2024; accepted: Mar. 19th, 2024; published: Mar. 27th, 2024

Abstract

Tight sandstone gas reservoirs are abundant and widely distributed in China. Compared with the

abundant resource reserves of tight sandstone gas reservoirs, our mining capacity for tight sandstone gas reservoirs is quite insufficient. This is because the tight sandstone gas reservoir has small pores, narrow throats, and high water content in the reservoir, which makes the seepage characteristics of the gas-water two-phase very complex, affecting the development effect of the tight sandstone gas reservoir. In this paper, the indoor physical simulation experiment of tight sandstone core is carried out, and the influence of physical properties, confining pressure, temperature and displacement pressure difference on gas-water two-phase seepage is analyzed. The main conclusions are as follows: 1) The unsteady gas-water relative permeability experiment is simpler and easier to operate than other physical simulation methods. 2) The physical properties of the core are poor, the irreducible water saturation will be relatively large, and the gas phase and water phase seepage capacity are relatively poor. The confining pressure of the core increases, the bound water in the core becomes more, and the two-phase seepage capacity decreases. When the ambient temperature of the core rises, the bound water in the core will decrease, the gas flow capacity will decrease, and the water phase will be the opposite; as the displacement pressure difference increases, more water in the core is expelled, the bound water is reduced, and the two-phase seepage capacity is enhanced. 3) The normalized relative permeability curve can be used to calculate the water content of the block.

Keywords

Tight Sandstone Gas Reservoir, Physical Simulation of Unsteady Gas-Water Two-Phase Relative Permeability, Influencing Factors, Normalization Processing

Copyright © 2024 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

致密砂岩储层通常是指低渗透率的砂岩储层。20 世纪 80 年代, 美国的能源管理委员会根据实际开采需要, 原始地层压力下估算的渗透率为 0.1 mD 或小于 0.1 mD 的储层界定是致密天然气储层[1]。Spencer [2]通过大量的研究和调查, 以孔隙度为划分标准, 将致密砂岩气藏分成了两种, 但渗透率都小于 0.1 mD。Holditch [3]提出致密砂岩气藏是需要采用一些技术手段才能够产出工业性气流的气藏。杨克明等[4]认为致密砂岩气藏在原始地层下的基质渗透率小于等于 0.1 mD。根据我国的标准, 致密砂岩气藏的渗透率小于等于 0.1 mD。

气 - 水相渗实验更能直观准确地反映气 - 水两相在微观下的流动情况。该实验有稳态与非稳态方法[5] [6], 范照伟等[7]通过气 - 水相渗实验探讨不同实验条件下的气 - 水相渗的差别, 实验结果显示, 高压有利于气相和水相的渗流, 但不是越高越好, 最好在 40 MPa 左右; CO₂ 的含量高, 驱替效果会更好, 虽然对气相影响不大, 但水相会有所增长。易敏等[8]对传统的非稳态实验设备进行了改进, 增加了回压设备, 建立了新的测量方法, 改变了传统的稳态法测定的状况。陆皎平[9]研究了多尺度裂缝内气 - 水两相渗流规律, 得到未充填和充填裂缝内含水饱和度主要受气水比和缝宽的影响。汪新光等[10]研究致密砂岩储层不同孔隙结构的渗流规律, 得到微孔隙尺度中的长石溶孔、岩屑粒间孔为主的微孔隙是主要的渗流通道。王文举[11]研究了不同因素对气 - 水两相渗流特征的影响, 认为致密砂岩束缚水饱和度及气 - 水相对渗透率不仅与物性有关, 同时受温度、围压、压差等测定条件影响。致密砂岩气藏的渗流特征十分复杂, 影响了致密砂岩气藏的开发效果, 因此, 本文研究致密砂岩气藏的气 - 水两相渗流规律影响因素对于致密砂岩气藏的高效开发具有重要的意义。

2. 非稳态气 - 水两相相渗实验方法

2.1. 实验原理及装置

非稳态法测气 - 水相对渗透率是以 Buckley-Leverett 理论为基础。按照实验设计在岩样上进行恒压的相渗实验，记录岩心出口端不同时间点所对应的产出水量、产出气量，之后用 JBN 方法处理，得到相渗曲线，以了解气 - 水两相在致密砂岩中的渗流特征。

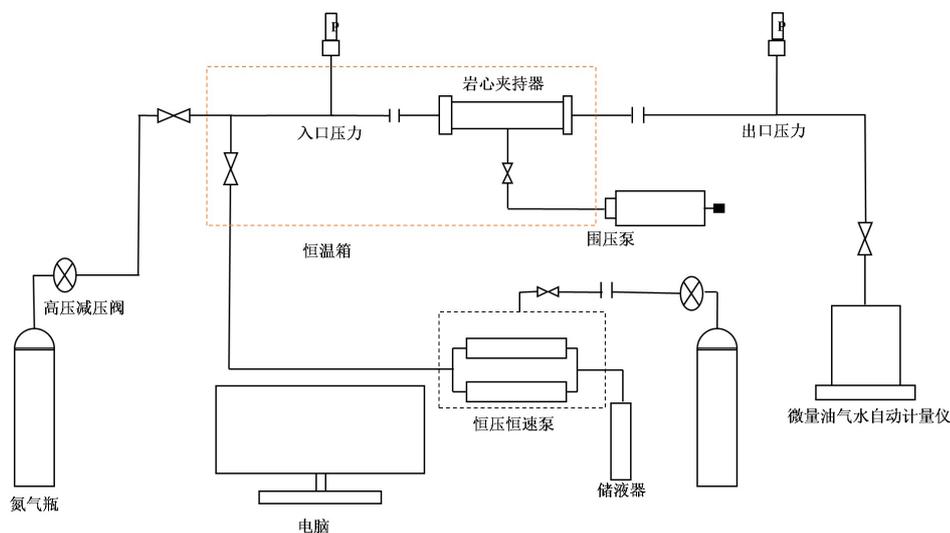


Figure 1. Flow chart of unsteady state method
图 1. 非稳态法流程图

在调研了致密砂岩储层特征后，确定了合适的物理实验方法。本次实验采用非稳态恒压气 - 水两相相渗实验，非稳态法流程图见图 1，其中，岩心夹持器入口端连接两条管线，分别用于输送氮气和模拟地层水；中部连接围压泵，可用于围压的调整，研究围压对气 - 水两相渗流的影响；出口端连接微量油气水自动计量仪，用于收集和计量实验装置出口端的产出水量、产出气量；外部包裹着恒温箱，通过改变温度来研究温度对气 - 水两相渗流的影响；整个实验过程均连接电脑，可以在电脑端通过软件记录实验装置出口端不同时间点所对应的产出水量、产出气量。实验装置如下图 2 所示。



Figure 2. Multifunctional gas-water two-phase displacement system
图 2. 多功能气 - 水两相驱替系统

2.2. 实验设计及准备

由于研究对象为致密砂岩气藏，所以选择的 5 块岩心渗透率均小于 0.1 mD。为了对比分析物性、围压、温度和驱替压差对气 - 水两相渗流的影响，进行了下列的实验设计。

1) 储层物性对气 - 水两相渗流的影响

为了分析对比岩心物性对气 - 水两相渗流的影响，使用 63 号岩心、51 号岩心、12 号岩心、27 号岩心和 28 号岩心进行气 - 水两相相渗实验，实验过程中温度为 25℃，围压为 3.5 MPa，驱替压差为 2 MPa，详见表 1。

Table 1. Experimental core and experimental condition design table

表 1. 实验岩心及实验条件设计表

岩样 编号	岩心尺寸		物性		实验条件		
	长度(cm)	直径(cm)	孔隙度(%)	渗透率(mD)	温度(℃)	围压(MPa)	驱替压(MPa)
63	5.84	2.51	9.02	0.017			
51	5.91	2.51	12.63	0.021			
27	5.02	2.54	13.77	0.095	25	3.5	2
12	5.72	2.51	14.10	0.117			
28	5.61	2.54	14.88	0.123			
					25	4.5 5	2
27	5.02	2.54	13.77	0.095	50 75	3.5	2
					25	3.5	0.5 1
					25	4.5 5	2
28	5.61	2.54	14.88	0.123	50 75	3.5	2
					25	3.5	0.5 1

2) 实验步骤

① 清洗岩样，清洗干净后，将岩样烘干并称重。② 岩样抽真空饱和模拟地层水并称重。③ 将模拟地层水装入驱替泵入口端对应的储液器。④ 在岩心夹持器中放入岩样，加上围压后用驱替泵恒压驱替，等到压差和流量稳定后，测定 3 次水相渗透率，此水相渗透率作为气 - 水相对渗透率的基础值。⑤ 阀门切换到气驱，开始进行气驱，以恒压法驱替。⑥ 调好微量油气水自动计量仪，打开电脑中的计量软件，记录各个时刻产水量和产气量。⑦ 气驱至岩样出口端不出水后，测定气相有效渗透率在束缚水状态下的值。⑧ 测定完成后关闭阀门，卸除围压，取出岩样称重。⑨ 导出电脑软件中的实验过程中不同时间点所对应的产出水量和产出气量。⑩ 实验完成后关闭气瓶，卸除围压和驱替压力，关闭各仪器电源，清洁整理实验设备。

3. 不同因素对气 - 水两相渗流的影响

3.1. 物性对气 - 水两相渗流的影响

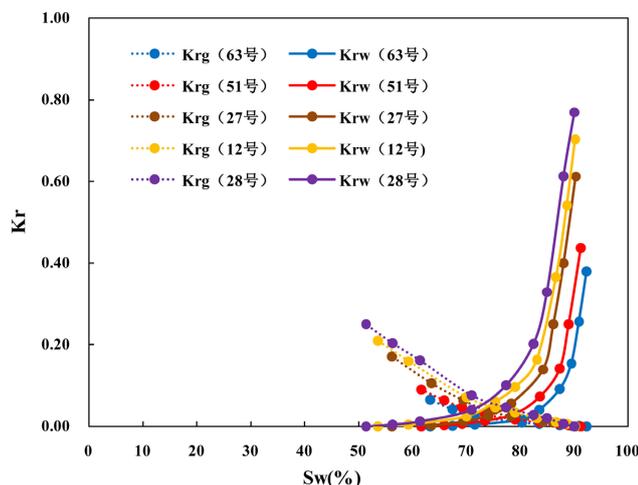
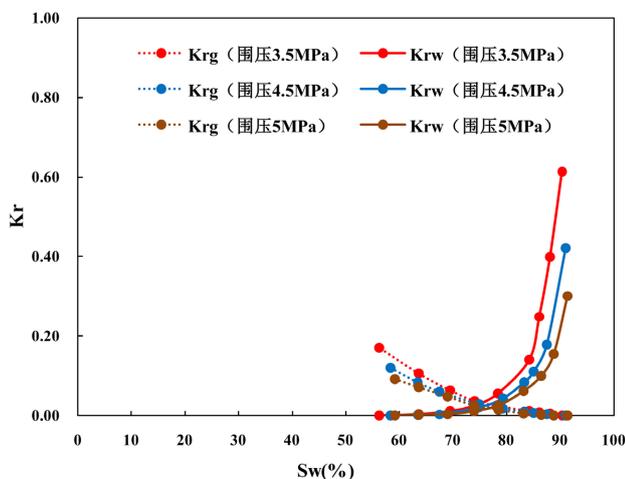


Figure 3. Comparison of gas-water two-phase relative permeability curves of cores with different physical properties
图 3. 不同物性岩心气 - 水两相相渗曲线对比图

根据实验结果，绘制了 5 块岩心的相渗曲线对比图，如图 3 所示。物性较好的岩心的水相相对渗透率与物性较差的岩心相比相对较高，物性较好的岩心的气相相对渗透率也比物性较差的岩心的气相相对渗透率大。这说明物性较好的岩心更有利气相与水相的渗流，并且物性较好的岩心所对应的气相相对渗透率在束缚水条件下时要略微高于物性较差的。同时，相渗曲线的等渗点随着物性变好在向着图中左上方移动。

通常情况下，岩石的物性越好，岩石孔隙越大；物性越差，岩石孔隙越小。而岩石中的束缚水主要来自于微细孔隙中或吸附在壁面上。因此在相同的压差条件下，大孔隙所受到的毛细管压力与小孔隙相比要相对较小，因此在实验过程中大孔隙中所存在的水就更容易被气相驱替出来，故物性好的岩心束缚水饱和度低。

3.2. 围压对气 - 水两相渗流的影响



(a) 27 号岩心

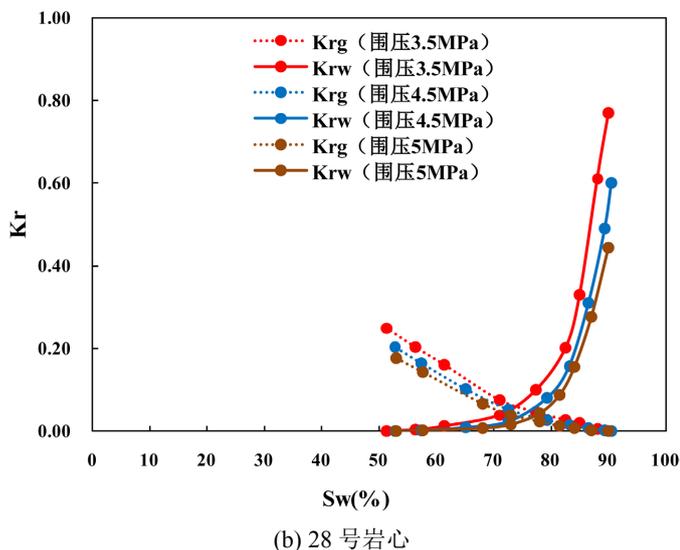


Figure 4. Comparison of core gas-water relative permeability curves under different confining pressure
图 4. 不同围压下岩心气 - 水两相相渗曲线对比图

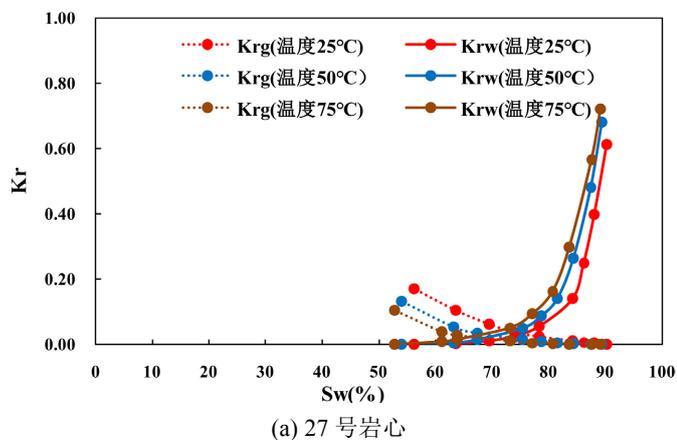
为了研究围压对气 - 水两相渗流的影响, 在不同围压条件下对岩心进行了气 - 水两相相渗实验。实验温度为 25℃, 驱替压差 2 MPa, 围压分别为 3.5 MPa、4.5 MPa 和 5 MPa。

根据实验结果, 做出了不同围压下 27 号岩心和 28 号岩心的相渗曲线对比图(见图 4)。对 27 号岩心来说, 在围压增大时 27 号岩心的气相相对渗透率与围压增大前的气相相对渗透率相比要相对较小; 27 号岩心的水相相对渗透率在围压增大时的值比在围压增大前的值小。28 号岩心的气相相对渗透率与水相相对渗透率的变化与 27 号岩心的气相和水相相对渗透率变化基本一致, 因此可以知道岩心所受到的围压增大时会导致气相与水相的相对渗透率降低。同时, 2 块岩心的相渗曲线中的等渗点都随着围压增大在向着图中右下方移动。

总的来说, 岩心所受的围压增大时, 会导致气 - 水两相的相对渗透率下降, 束缚水饱和度增大, 两相共渗区变窄, 气驱水效率下降。

3.3. 温度对气 - 水两相渗流的影响

为了研究温度对气 - 水两相渗流的影响, 在不同温度下对岩心进行气 - 水两相相渗实验。实验围压 3.5 MPa, 驱替压差为 2 MPa, 实验温度分别为 25℃、50℃和 75℃。



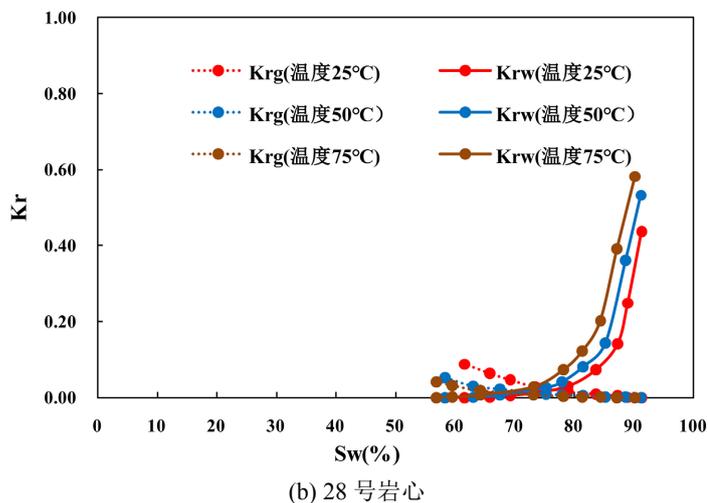


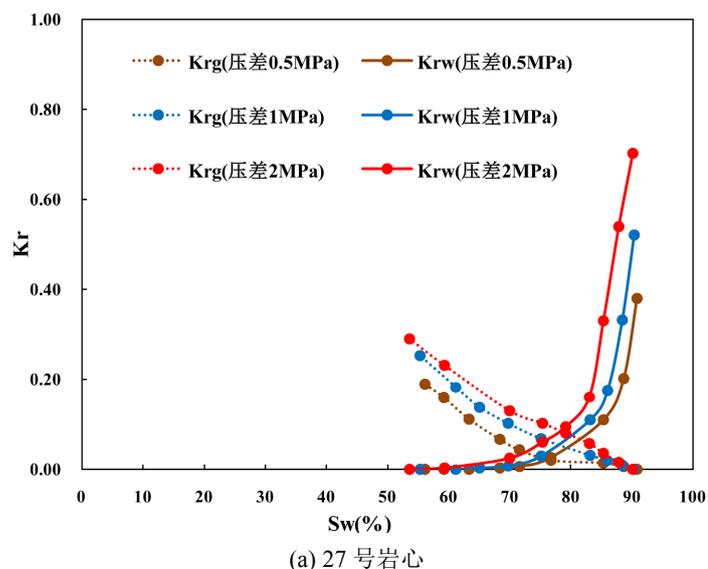
Figure 5. Comparison of core gas-water two-phase relative permeability curves at different temperature
图 5. 不同温度下岩心气 - 水两相相渗曲线对比图

根据实验结果, 做出了不同温度下 27 号岩心和 28 号岩心的相渗曲线对比图(见图 5)。对 28 号岩心来说, 在温度升高时 28 号岩心的气相相对渗透率与温度升高前的气相相对渗透率相比要相对较小; 28 号岩心的水相相对渗透率在温度升高时的值则比在温度升高前的值大。27 号岩心的气相和水相相对渗透率的变化与 28 号岩心的气相和水相相对渗透率的变化基本一致。因此, 可以知道在岩心所受到的温度升高时, 会使气相的相对渗透率降低, 水相的相对渗透率增大。同时, 2 块岩心的相渗曲线中的等渗点随着温度增大在向着图中左下方移动。

总的来说, 在温度升高时, 会使气相的渗流能力减弱, 而水相的渗流能力增加, 束缚水饱和度下降, 两相共渗区的范围会变宽, 气驱水效率增加。

3.4. 驱替压差对气 - 水两相渗流的影响

在不同驱替压差下对岩心进行气 - 水两相相渗实验。实验温度为 25°C, 围压 3.5 MPa, 驱替压差分别为 0.5 MPa, 1 MPa 和 2 MPa。



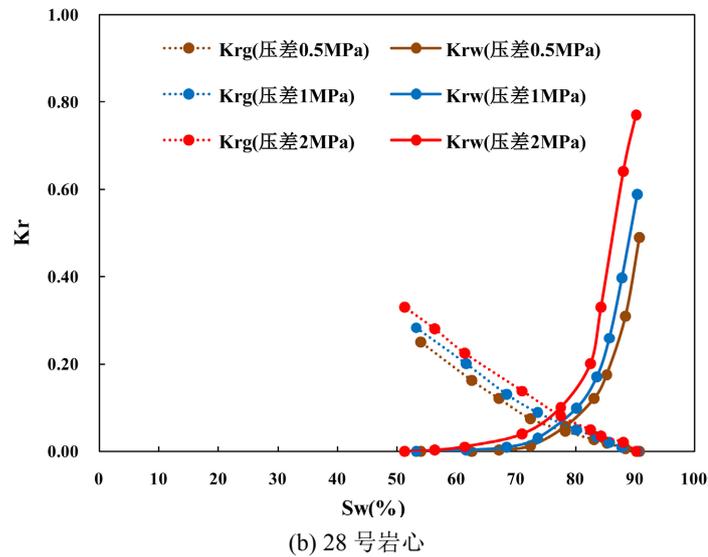


Figure 6. Comparison diagram of core two-phase relative permeability curve under different displacement pressure differences

图 6. 不同驱替压差下岩心两相相渗曲线对比图

根据实验结果，做出了不同驱替压差下 27 号岩心和 28 号岩心的相渗曲线对比图，如图 6 所示。对于 27 号岩心来说，在驱替压差增大时 27 号岩心的气相相对渗透率与驱替压差增大前的气相相对渗透率相比要相对较大；27 号岩心的水相相对渗透率在驱替压差增大时的值也比在驱替压差增大前的值大。28 号岩心的气相和水相相对渗透率的变化与 27 号岩心的气相和水相相对渗透率的变化基本一致。因此，可以知道当岩心所受到的驱替压差增大时会导致岩心的气相和水相的相对渗透率增大。同时，2 块岩心的相渗曲线中的等渗点随着驱替压差增大在向着图中左上方移动。

总的来说，在岩心所受的驱替压差的增大时，会使两相的渗流能力增强，束缚水饱和度下降，两相共渗区变大，气驱水效率增加。

4. 归一化处理

在实际储层中，由于储层的非均质，从取心井中取出的岩心的物性有好有坏，因此实验室会测得多条具有差异的相渗曲线。因此往往需要使用归一化的方法，来得到一条有代表性的相渗曲线[12] [13]。

通过平均法将实验测出的气 - 水相渗点进行分段线性插值，对岩心实验的相渗数据进行标准化处理。为获取一条有代表性的相渗曲线，首先对各参数按照式(1)至式(3)进行标准化处理：

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{S_{wmax} - S_{wi}} \quad (1)$$

式中， S_w ——含水饱和度，%； S_{wi} ——束缚水饱和度，%； S_{wmax} ——最大含水饱和度，%； S_w^* ——含水饱和度(标准化)，%。

$$K_{rg}^*(S_w^*) = \frac{K_{rg}(S_w)}{K_{rgmax}} \quad (2)$$

式中， $K_{rg}(S_w)$ ——气相相对渗透率； K_{rgmax} ——最大气相相对渗透率； $K_{rg}^*(S_w^*)$ ——标准化气相相对渗透率。

$$K_{rw}^*(S_w^*) = \frac{K_{rw}(S_w)}{K_{rwmax}} \quad (3)$$

式中, $K_{rw}(S_w)$ ——水相相对渗透率; K_{rwmax} ——最大水相相对渗透率; $K_{rw}^*(S_w^*)$ ——标准化水相相对渗透率。

将每个岩样的标准化相渗曲线的 S_w^* 从 0 到 1 分为 n 等份, 根据式(1)至式(3)分段线性插值求取 S_w^* 条件下对应的平均值, 得到公式(4)~(9):

$$\bar{K}_{rg}^*(S_w^*)_k = \frac{\sum_{i=1}^n [K_{rg}^*(S_w^*)_k]_i}{n} \quad (4)$$

$$\bar{K}_{rw}^*(S_w^*)_k = \frac{\sum_{i=1}^n [K_{rw}^*(S_w^*)_k]_i}{n} \quad (5)$$

式中, $\bar{K}_{rg}^*(S_w^*)_k$ ——标准化气相相对渗透率的平均值; $\bar{K}_{rw}^*(S_w^*)_k$ ——标准化水相相对渗透率的平均值。

$$\bar{S}_{wi} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{wi})_i}{n} \quad (6)$$

$$\bar{S}_{wmax} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{wmax})_i}{n} \quad (7)$$

$$\bar{K}_{rgmax} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{rgmax})_i}{n} \quad (8)$$

$$\bar{K}_{rwmax} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{rwmax})_i}{n} \quad (9)$$

式中, \bar{S}_{wi} ——平均束缚水饱和度, %; \bar{S}_{wmax} ——平均最大含水饱和度, %; \bar{K}_{rgmax} ——平均最大气相相对渗透率; \bar{K}_{rwmax} ——平均最大水相相对渗透率。

根据上述推导, 换算得到公式(10)~(12), 从而获得归一化后的相渗曲线:

$$S_w = S_w^* \cdot (\bar{S}_{wmax} - \bar{S}_{wi}) + \bar{S}_{wi} \quad (10)$$

$$K_{rg}(S_w) = \bar{K}_{rg}^*(S_w^*) \cdot \bar{K}_{rgmax} \quad (11)$$

$$K_{rw}(S_w) = \bar{K}_{rw}^*(S_w^*) \cdot \bar{K}_{rwmax} \quad (12)$$

式中, S_w ——归一化后含水饱和度, %; $K_{rg}(S_w)$ ——归一化后气相相对渗透率; $K_{rw}(S_w)$ ——归一化后水相相对渗透率。

如图 7 所示, 归一化后, 束缚水饱和度为 57.22%, 接近 27 号岩心的束缚水, 束缚水状态下的气相相对渗透率为 0.1570, 两相共渗区大小为 33.58%。

根据归一化后的相渗曲线以及分流量方程, 得到分流量曲线。

$$\frac{K_{rg}}{K_{rw}} = ae^{-bS_w} \quad (13)$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{K_{rg}}{K_{rw}}\right) \left(\frac{\mu_w}{\mu_g}\right)} \quad (14)$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_g}\right) a e^{-b S_w}} \quad (15)$$

式中, f_w ——含水率, %; μ_w ——水相粘度, mPa·s; μ_g ——气相粘度, mPa·s。

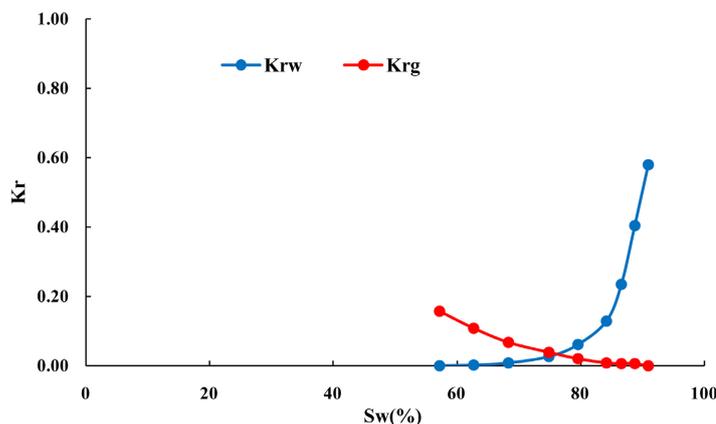


Figure 7. Normalized relative permeability curve

图 7. 归一化相渗曲线

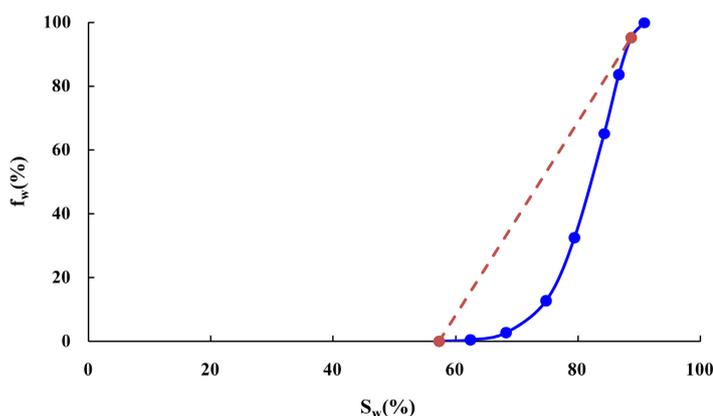


Figure 8. Sub-flow curve

图 8. 分流量曲线图

分流量曲线一般分为三种, 即凸型、凹型、S型。该区的分流量曲线为近 S 型(见图 8), 束缚水饱和度高, 在开发后期采收率低, 液气比高。

5. 结论

- 1) 非稳态气 - 水两相相渗实验与其他物理模拟方法相比更加简单, 便于操作。
- 2) 岩心的物性差, 其束缚水饱和度会相对较大, 气相和水相渗流能力相对较差, 说明物性好的岩心对气相和水相的渗流有利; 岩心受到的围压增大, 岩心中的束缚水变得更多, 两相渗流能力下降, 两相共渗区变窄, 气驱水效率降低; 岩心所处环境温度上升, 岩心中的束缚水会变少, 气相流动能力下降而水相渗流能力增强, 两相共渗区变宽, 气驱水效率增大; 驱替压差增大, 所有岩心的束缚水饱和度均降低, 气相和水相的相对渗透率增大, 气相和水相渗流能力增强, 两相共渗区变宽, 气驱水效率增大。
- 3) 归一化处理后的相渗曲线可用于计算区块的含水率。

参考文献

- [1] Law, B.E. (1984) Geologic Characteristics of Low-Permeability Gas Reservoirs in Greater Green River Basin of Wyoming, Colorado, and Utah. *GeoScienceWorld*, **68**.
<https://doi.org/10.1306/AD460F17-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- [2] Spencer, C.W. (1985) Geologic Aspects of Tight Gas Reservoirs in the Rocky Mountain Region. *Journal of Petroleum Technology*, **37**, 1308-1314. <https://doi.org/10.2118/11647-PA>
- [3] Holditch, S.A. (2006) Tight Gas Sands. *Journal of Petroleum Technology*, **58**, 86-93.
<https://doi.org/10.2118/103356-JPT>
- [4] 杨克明, 庞雄奇. 致密砂岩气藏形成机制与预测方法——以川西坳陷为例[M]. 北京: 科学出版社, 2012.
- [5] Buckley, S.E. and Leverett, M.C. (1942) Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of the AIME*, **146**, 107-116. <https://doi.org/10.2118/942107-G>
- [6] Rapoport, L.A. and Leas, W.J. (1951) Relative Permeability to Liquid in Liquid-gas Systems. *Journal of Petroleum Technology*, **3**, 83-98. <https://doi.org/10.2118/951083-G>
- [7] 范照伟, 杨胜来. 火山岩气藏高含 CO₂ 天然气气水两相渗流特征[J]. 大庆石油地质与开发, 2009, 28(6): 151-155.
- [8] 易敏, 郭平, 孙良田. 非稳态法水驱气相对渗透率曲线实验[J]. 天然气工业, 2007(10): 92-94.
- [9] 陆姣平. 东胜气田含水气藏多尺度裂缝气水两相渗流规律研究[J]. 承德石油高等专科学校学报, 2023, 25(5): 55-59+91.
- [10] 汪新光, 郇金来, 彭小东, 等. 基于数字岩心的致密砂岩储层孔隙结构与渗流机理[J]. 油气地质与采收率, 2022, 29(6): 22-30.
- [11] 王文举. 致密砂岩气藏气水两相渗流特征实验研究[D]: [硕士学位论文]. 北京: 中国石油大学(北京), 2017.
- [12] 潘婷婷, 张枫, 邢昆明, 等. 不同储层相对渗透率曲线归一化方法评价[J]. 大庆石油地质与开发, 2016, 35(3): 78-82.
- [13] 潘婷婷, 张枫, 曹肖萌, 等. 分流动单元相渗曲线归一化方法及应用[J]. 科学技术与工程, 2013, 13(31): 9322-9326.