非均质性对超低渗透油藏产水机制影响实验

杨正明[1,2],高天放[1],冯骋[3],王智[4],刘学伟[2]

1. 中国科学院渗流流体力学研究所,廊坊 065007
2. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院,廊坊 065007
3. 中国石油天然气管道工程有限公司,廊坊065007
4. 中国石化集团公司华北石油局,郑州450006

摘要 针对超低渗透油藏普遍发育微裂缝、导致储层非均质性强的特点,开展了裂缝型岩心的制作和不同组合方式下的超低渗透油藏天然能量开采的物理模拟实验。基质与裂缝型岩心并联水驱油实验模拟不同非均质性储层油藏产水规律。实验结果表明,非均质储层含水上升曲线分为无水采油期、含水上升期和高含水上升期、高含水期4个阶段。含水上升规律主要受储层平均渗透率、渗透率级差、微裂缝发育特征和含水层能量的影响。对于非均质性较强的超低渗透油藏,应重点关注较高渗透率储层、水层和裂缝较发育储层的含水上升变化特征。

关键词 超低渗透油藏;出水机制;非均质性;物理模拟

中图分类号 TE348 **文献标志码** A **doi** 10.3981/j.issn.1000-7857.2014.13.006

Effect of Heterogeneity on Water Producing of Ultra-low Permeability Oil Reservoir: An Experimental Study

YANG Zhengming[1,2], GAO Tianfang[1], FENG Cheng[3], WANG Zhi[4], LIU Xuewei[2]

1. Institute of Porous Flow and Fluid Mechanics, Chinese Academy of Sciences, Langfang 065007, China
2. Langfang Branch, PetroChina Research Institute of Petroleum Exploration & Development, Langfang 065007, China
3. China Petroleum Pipeline Engineering Corporation, Langfang 065007, China
4. North China Petroleum Bureau of Sinopec Group, Zhengzhou 450006, China

Abstract Ultra-low permeability reservoirs have the characteristic of generally developed micro-fractures which lead to strong heterogeneity. Fractured rock cores are made to simulate different combination modes of natural depletion of ultra-low permeability reservoir in this paper. An experimental method of making fractured cores and using them to simulate nature depletion is established. It is a new method that simulates the production performance of an inhomogeneous reservoir through the rock cores parallel water flooding experiment. The results show that the water cut rising process of the heterogeneity reservoir can be divided into four stages. They are the free water oil production stage, water cut rising stage, high water saturation rising stage, and high water cut stage. The features of the water cut curve are influenced by the average water permeability, permeability ratio and micro-fracture. The water cut rising changes of high permeability reservoir, water layer and layers with developed micro-fractures should be focused on in oil field production.

Keywords ultra-low permeability reservoir; water producing mechanism; heterogeneity; physical simulation

收稿日期:2013-10-15;修回日期:2014-03-26

基金项目:国家科技重大专项(2011ZX05013)

作者简介:杨正明,高级工程师,研究方向为特/超低渗流油藏理论,电子信箱:yzmhxj@263.net

引用格式:杨正明, 高天放, 冯骋, 等. 非均质性对超低渗透油藏产水机制影响实验[J]. 科技导报, 2014, 32(13): 36-40.

目前,国内每年新增探明石油储量中,超低渗油藏储量所占比例逐年上升,已成为中国原油增储上产的重要组成部分。但由于特低渗透油藏储层孔喉细微、比表面较大等因素,导致流体渗流阻力很大,使用传统的直井开发技术难以在储层中建立有效驱动压力体系[1~3]。随着分段压裂水平井技术在页岩气开发中的成功应用,该项技术也逐渐应用于特低渗透油藏开发中[1~4]。但是应用分段压裂水平井技术时首先必须研究清楚储层裂缝发育特征和油藏产水机制,因为分段压裂水平井在油藏储层中重构了地下渗流场,其在油藏储层中产生更多的裂缝和微裂缝,并且将不同的储层相沟通,这就导致一旦某一层段见水,将导致油井含水率快速上升,产油量急剧下降,甚至引起油井暴性水淹,严重影响油藏开发效益[3,4]。

同时,大量生产实践也表明,裂缝、微裂缝发育的超低渗透油藏产水机制已成为制约分段压裂水平井技术能否在该类油藏开发中有效应用的关键问题之一[1~4]。因此,系统深入(微)裂缝发育所引起的储层非均质性对油藏出水机制的影响具有重要的生产价值。

本研究以鄂尔多斯盆地某超低渗透油藏为例,对不同渗透率级别的基质型和裂缝型岩心进行组合,通过岩心并联水驱油实验系统研究渗透率级差、基质与裂缝储层组合方式、油层与水层窜通等不同非均质性条件下的超低渗透油藏产水机制。

1　实验方法

1.1　岩心造缝

室内实验常用的岩心造缝方法是首先将岩心劈开,然后再黏接起来进行水驱油物理模拟实验。采用该种方法的缺点一是裂缝宽度(裂缝渗透率)难以准确控制,二是人工劈裂制作的裂缝表面较为光滑,与油藏天然裂缝差别较大,导致室内物理模拟实验结果与油田生产实际不符[5]。

利用三轴应力岩心夹持器,模拟地层中的应力条件,该装置制作不同裂缝发育程度的岩心,实验装置示意图如图1所示。岩心造缝的具体实验步骤为:1) 将岩心装入岩心夹持器,通过围压系统施加一定数值的围压(一般为2 MPa);2) 通过轴压系统对岩心加载轴压,实验过程中轴压将分阶段缓慢增加,在每一轴压下,气瓶提供压力进行岩心气测渗透率测试。当轴压增加到一定值时,岩心出口气体流量会明显变化或突变,表明此时岩心内部产生(微)裂缝。根据大量的岩心实验结果,在施加不同轴压条件下,即可获得不同(微)裂缝发育程度的岩心。

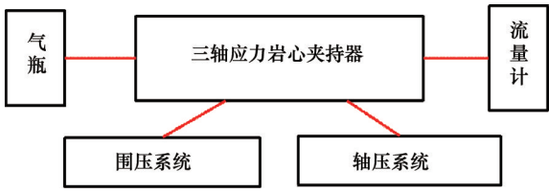


图1　小岩心造缝实验装置示意

Fig. 1　Schematic diagram of experimental setup of making cracks in rock cores

1.2　岩心并联水驱油实验

设计3种不同储层类型来研究出水机制。其组合模型分别为:1) 不同渗透率基质储层组合;2) 基质型与裂缝型储层组合;3) 油层与水层的组合。

针对研究区块目前属于天然能量开采的特点,因此,需要在实验中模拟天然能量开采的生产动态。但是由于小岩心孔隙体积较小,天然能量开采模拟难以实现。本研究创建了一种新的实验方法,通过在实验系统中增加中间容器建立天然能量,实验装置如图2所示。

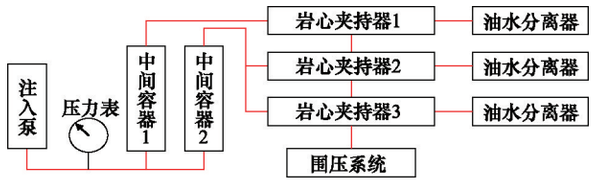


图2　天然能量开采实验装置示意

Fig. 2　Schematic diagram of the experimental setup of natural depletion

该方法是利用油、水的压缩性和中间容器来模拟实际地层中天然能量开采。中间容器就相当于一块巨大岩心的孔隙空间,这同时也解决了小岩心孔隙空间小、流体计量精度低的问题。图2中的中间容器1装水,中间容器2装油。模拟不同组合模式储层并联时,模拟油层的岩心装入夹持器2和夹持器3,模拟水层的岩心装入夹持器1。

2　分析与讨论

2.1　不同渗透率基质型储层并联实验

以水测渗透率作为评价指标,设计了5组不同水测渗透率基质型储层组合,岩心常规物性资料如表1所示。岩心夹持器1中为1#岩心,岩心夹持器2中为2#岩心。

表1　岩心常规物性

Table 1　Petrophysical properties of experimental rock cores

组别	水测渗透率/$10^{-3}\mu m^2$		平均水测渗透率/$10^{-3}\mu m^2$	渗透率级差
	1#岩心	2#岩心		
a	0.00934	0.00220	0.00571	4.24
b	0.07706	0.00318	0.04231	24.21
c	0.03532	0.00070	0.01789	50.68
d	0.00821	0.00128	0.00477	6.40
e	0.00836	0.00167	0.00502	5.00

图3为5组基质岩心并联水驱油实验获得的注水量与含水率的关系曲线。从图3可以看出,含水上升曲线分为4个阶段,分别为无水采油期、含水上升期、高含水上升期(含水率会略有下降,然后缓慢上升)和高含水期。含水率随注水量的变化规律与平均水测渗透率有较好的相关关系。平均水测渗透率越高,无水采油期越短,含水率上升越快。

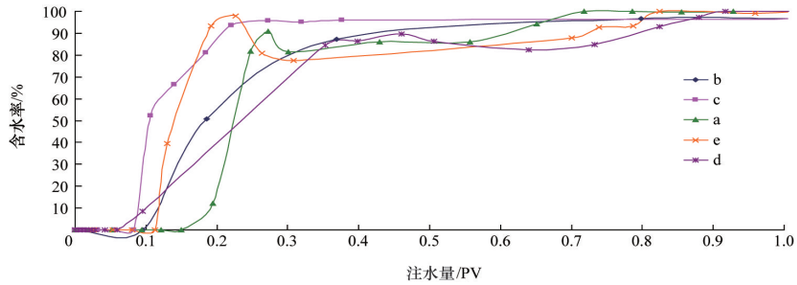
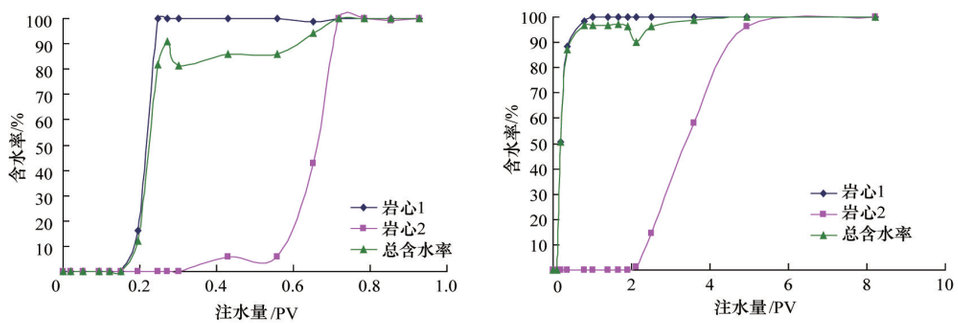


图3 基质型岩心并联模式下含水曲线

Fig. 3 Water cut rising curves of different combination modes

图4为渗透率级差4.24及24.21组合的含水变化规律曲线,可以看出,级差越大,总含水率主要受较高渗透率岩心含水率控制,总含水率无水采油期与含水上升区几乎与较高渗透率岩心重合。在油田现场,表现为当两个不同渗透率层段组合开采时,一旦较高渗透率储层出水,较低渗透率储层动用难度加大,开发效果较差。渗透率级差越大,这种现象越明显[6~8]。



(a) 级差4.24 (b) 级差24.21

图4 基质型岩心并联模式不同渗透率级差下单块岩心含水率与总含水率关系

Fig. 4 Relationship between moisture content curve of a single core and total moisture content under different permeability contrast

2.2 裂缝型与基质型储层并联实验

设计了3组不同裂缝型与基质型储层组合,实验岩心常规物性资料如表2所示。

表2 岩心常规物性资料

Table 2 Petrophysical properties of experimental rock cores

组别	水测渗透率/$10^{-3}\mu m^2$		平均水测渗透率/$10^{-3}\mu m^2$	渗透率级差
	裂缝型	基质型		
a	0.00618	0.00018	0.00317	35.10
b	0.00198	0.00089	0.00143	2.21
c	0.01053	0.03713	0.02358	0.28

图5为各组实验的总含水率与注水量的关系。含水上升曲线与基质型岩心类似,可分为4个阶段:无水采油期、含水上升期、高含水上升期和高含水期。但是与相同渗透率级别的基质型岩心相比,裂缝型岩心的无水采油期注水量更少、时间更短,含水上升期阶段的含水率上升速度更快。

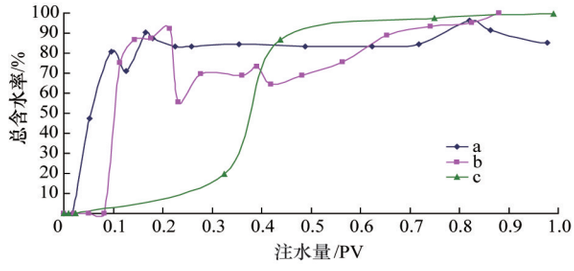
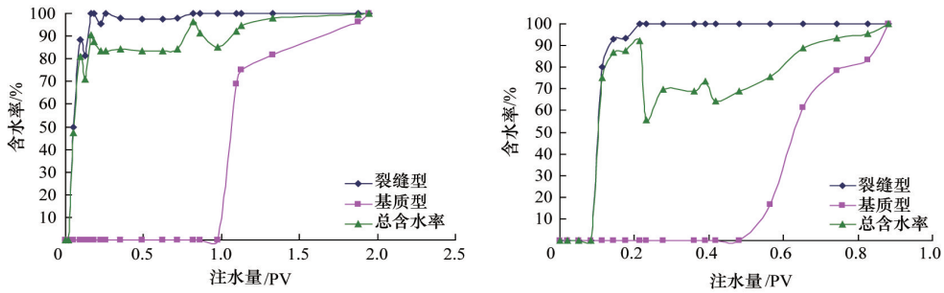


图5 基质型-裂缝型岩心并联模式下含水率曲线

Fig. 5 Water cut rising curves of different combination modes

图6为各组实验单块岩心的含水率与总含水率上升曲线。可以看出,当裂缝型岩心的渗透率大于基质型岩心时,含水上升规律与基质型并联实验类似,总含水率主要受裂缝型岩心的控制,进入高含水上升期后,两块岩心渗透率级差越小,总含水率越低。



(a) 级差35.10　　(b) 级差2.21

图6　基质型-裂缝型岩心并联模式下不同渗透率级差单块岩心含水率与总含水率关系

Fig. 6　Relationship between moisture content curve of a single core and total moisture content under different permeability contrast

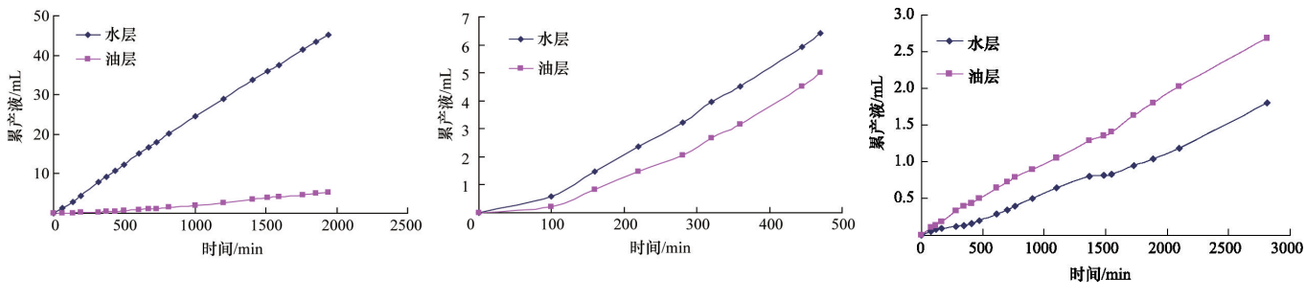
2.3　油层与水层并联实验

设计了3组不同油层与水层组合模式来研究含水的变化,表3为实验岩心基础数据。图7为各组实验中水层和油层累产液随时间变化曲线。从图7可以看出,a组水层产液量远大于油层产液量,b组水层产液量略大于油层产液量,c组水层产液量略小于油层产液量。

表3　岩心常规物性

Table 3　Petrophysical properties of experimental rock cores

组别	油层			水层		渗透率级差
	水测渗透/$10^{-3}\mu m^2$	孔隙度/%	含油饱和度/%	水测渗透率/$10^{-3}\mu m^2$	孔隙度/%	
a	0.00961	12.62	45.75	0.00198	7.61	4.85
b	0.01346	17.29	46.74	0.00691	10.26	19.46
c	0.23427	14.70	57.50	0.00338	10.74	69.31

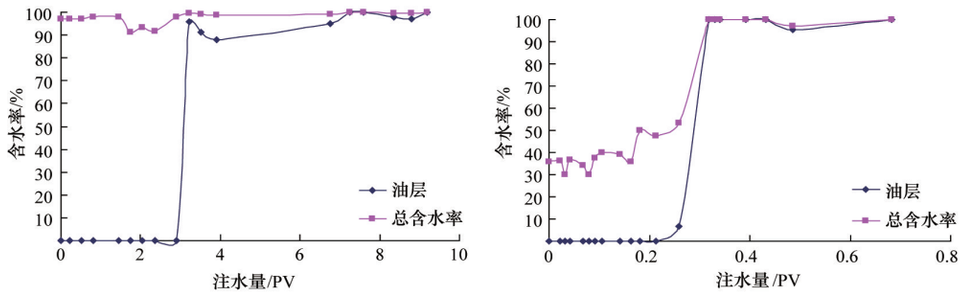


(a) 级差4.85　　(b) 级差19.46　　(c) 级差69.31

图7　油水层组合模式下不同渗透率级差累产液曲线

Fig. 7　Cumulative fluid producing curves of different permeability contrast

图8为不同渗透率级差下油层含水率与总含水率随注水量变化曲线。从图8可以看出,该组合总含水上升曲线分为稳水产油期、含水上升期和高含水期3个阶段。整个实验过程中,水层的产液速度基本不变,但油层的产油、产水速度一直发生变化,导致含水率随之变化。第一阶段油层处于无水采油期,产油速度较稳定,总含水率比较稳定,油层与水层的产液速度差别决定了含水率高低。水层产液速度远大于油层产液速度时,初期就达到极高的含水率,随着水层和油层的产液速度差别缩小,含水率降低。但该储层油水黏度的差别较大(60℃时油水黏度比为6.81),油层的产液量很难超过水层的产液量,因此当水层存在时,初期含水率就比较高。第2、3阶段随着油层含水率上升,总含水率迅速上升。



(a) 级差4.85　　(b) 级差19.46

图8　不同渗透率级差下含水率曲线

Fig. 8　Moisture content curves of different permeability contrast

综上所述,当油层与水层窜通时,生产初期含水率就达到很高的水平,并在油层的无水采油期内保持稳定。根据以上特征可以判断油层是否与水层发生窜通,水层的产液能力往往比油层强,因此在发现与水层发生窜通后,应及时采取封堵措施[9,10]。

3　结论

1）利用三轴应力岩心夹持器,形成超低渗透油藏裂缝型岩心的制作新方法。通过在流动实验物理模拟系统中增加中间容器,实现超低渗透油藏衰竭式开发的室内物理模拟。

2）不同渗透率基质型岩心并联实验表明,基质型非均质储层的总含水率主要受较高渗透率储层控制,整个储层无水采油期与含水上升期几乎与较高渗透率储层基本重合。进入高含水上升期后,两块岩心渗透率级差越小,总含水率越低,且在低渗岩心处于无水采油期过程中基本保持稳定。

3）裂缝型与基质型岩心并联实验研究结果与不同渗透率的基质型岩心并联实验结果基本相同,但与后者相比,裂缝与基质岩心并联时的无水采油期采出程度更低、时间更短,含水上升期的含水率上升速度更快。

4）油层和水层并联实验结果表明,含水上升曲线分为3个阶段:稳水产油期、含水上升期和高含水期,并且储层一旦出水,含水就保持一个较高的水平,而且水层的产液能力明显高于油层。

参考文献(References)

[1] 王嘉淮, 刘延强, 杨振杰, 等. 水平井出水机理研究进展[J]. 特种油气藏, 2010, 17(1): 6-11.
Wang Jiahuai, Liu Yanqiang, Yang Zhenjie, et al. Research progress on water breakthrough mechanism for horizontal wells[J]. Special Oil & Gas Reservoirs, 2010, 17(1): 6-11.

[2] 袁子龙, 党琳琳. 葡萄花油层水平井含水上升及控水分析研究[J]. 科学技术与工程, 2011, 11(36): 9053-9056.
Yuan Zilong, Dang Linlin. Putaohua rising water level of wells and water-control analysis[J]. Science Technology and Engineering, 2011, 11(36): 9053-9056.

[3] 贺丰果, 岳湘安, 李良川, 等. 底水油藏非均质性对水平井开采特性的影响[J]. 石油钻采工艺, 2009, 31(4): 63-66.
He Fengguo, Yue Xiang'an, Li Liangchuan, et al. A simulation experiment of the impact of bottom water oil reservoirs heterogeneity on production characteristics of horizontal wells[J]. Oil Drilling & Production Technology, 2009, 31(4): 63-66.

[4] 吴军来, 刘月田, 张国良, 等. 油水同层对水平井钻遇多层时产水率的影响[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(3): 87-89.
Wu Junlai, Liu Yuetian, Zhang Guoliang, et al. The effect of the influence of the horizontal well drilling when oil and water in the same layer to the water production rate in case of multilayer[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2011, 25(3): 87-89.

[5] 黄延章. 低渗透油层渗流机理[M]. 北京: 石油工业出版社, 1998.
Huang Yanzhang. The seepage mechanism of low permeability reservoir [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1998.

[6] 杨正明, 张英芝, 郝明强, 等. 低渗透油田储层综合评价方法[J]. 石油学报, 2006, 27(2): 64-67.
Yang Zhengming, Zhang Yingzhi, Hao Mingqiang, et al. Comprehensive evaluation of reservoir in low-permeability oilfields[J]. Acta Petrolei Sinica, 2006, 27(2): 64-67.

[7] 黄德利. 大庆特低渗透裂缝性油藏渗流特征研究及应用[D]. 大庆: 大庆石油学院, 2010.
Huang Deli. Research and application of the seepage characteristics in special low permeability fractured reservoir of Daqing oilfield[D]. Daqing: Daqing Petroleum Institute, 2010.

[8] Barenblatt G I. Basic concepts in the theory of seepage of homogeneous liquids in fissured roeks[J]. Journal of Applied Mathematical Mechanics, 1960, 24(5): 1286-1303.

[9] 喻高明, 凌建军, 蒋明煊, 等. 砂岩底水油藏底水锥进影响因素研究[J]. 江汉石油学院学报, 1996, 18(3): 59-62.
Yu Gaoming, Ling Jianjun, Jiang Mingxuan, et al. Study on bottom water coning influence factors of bottom water reservoir of sandstone[J]. Journal of Oil and Gas Technology, 1996, 18(3): 59-62.

[10] 于春生, 李闽, 乔国安, 等. 多层长岩心水驱油实验数值模拟研究[J]. 断块油气田, 2007, 14(4): 52-54.
Yu Chunsheng, Li Min, Qiao Guoan, et al. Numerical simulation study on multi-layer water displacing oil test with long core[J]. Fault-Block Oil and Gas Field, 2007, 14(4): 52-54.

(责任编辑　刘志远)