

文章编号: 1001-6112(2007)05-0531-04

流体排驱压力差异性实验研究

聂海宽¹, 徐波¹, 李雪超²

(1. 中国地质大学, 北京 100083; 2. 中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司天然气事业部, 新疆 库尔勒 841000)

摘要: 借助实际岩心夹片方法, 利用显微观察技术, 通过实验对油驱水、气驱水的微观运移过程进行分析。研究表明, 油驱水和气驱水排驱压力均随孔隙度的降低而明显增加趋势, 统计规律服从幂函数变化规律, 但两者之差与孔隙度具有复杂变化关系, 形成了代表不同成藏意义的 3 段曲线。当孔隙度大于 10%~12% 时, 油驱水、气驱水的排驱压力差值较小, 形成气藏和油藏的概率几乎均等; 当孔隙度大于 5%, 小于 10%~12% 时, 油驱水、气驱水的排驱压力差值较大, 表现为油驱水排驱压力明显大于气驱水, 说明储层对石油主要是起封闭遮挡作用, 对其运移可能无效, 即不能作为油的储层, 但可以作为天然气的储层; 孔隙度小于 5% 时, 油驱水、气驱水的排驱压力差值较小, 毛细管排驱压力对油、气运移具有相同的阻挡作用, 油藏和气藏形成难度均较大。实验结果合理地解释了根缘气与根缘油在成藏概率上的差异性, 以及致密砂岩作为盖层的机理问题。

关键词: 油气驱水; 排驱压力; 显微实验; 成藏意义

中图分类号: TE122.1

文献标识码: A

EXPERIMENTAL STUDY OF THE DIFFERENCE BETWEEN FLUID ENTRY PRESSURES

Nie Haikuan¹, Xu Bo¹, Li Xuechao²

(1. China University of Geosciences, Beijing 100083, China;

2. Natural Gas Division, Tarim Oil Field Branch Company, PetroChina, Korla, Xinjiang 841000, China)

Abstract: Micro-migration process of oil/gas-drive-water has been studied with actual core clip and micro-experiment technology. Research shows that entry pressures of both oil-drive-water and gas-drive-water increase obviously according to porosity decrease. The statistical regularity submits to power function variation regularity. However, there is complex changing relationship between porosity and oil/gas-drive-water entry pressure difference, forming 3 fragment curves with different accumulation significance. When porosity is over 10%—12%, the difference between oil/gas-drive-water entry pressures is small and the probabilities of oil and gas reservoir formation are nearly equal. When porosity is between 5% and 10%—12%, the difference is big, indicating that reservoir can seal hydrocarbon. It is the reservoir for not oil but gas. When porosity is less than 5%, the difference is small and the entry pressures of capillary show the same sealing function for oil and gas. Oil and gas pools are both difficult to form. Experimental results have given rational explanation for the difference of accumulation probability between source-contacting gas and source-contacting oil, and for the mechanism problem of tight sand as cap rock, too.

Key words: oil/gas-drive-water; entry pressure; micro-experiment; accumulation significance

油气运移成藏是现今石油地质领域研究的核心问题之一。前人在实验方面做了许多工作, 主要是在单孔模型、砂体或长岩心中进行宏观研究、利用光化学刻蚀或铸体工艺进行微观研究^[1~6]。本文利用实际岩心夹片, 使用显微镜观察技术对油气运移进行微观研究, 借助电子技术实现了过程观

察、压力测量、图像采集及过程分析的同步化。

1 实验装置、过程及原理

1.1 实验装置

为达到显微观察、压力测量以及运移研究之目的, 实验中主要采用由实际岩心制成的夹片、原油、

收稿日期: 2006-07-21; 修订日期: 2007-08-01。

作者简介: 聂海宽(1982—), 男(汉族), 河南开封人, 博士生, 主要从事油气成藏机理研究。

基金项目: 国家自然科学基金(40472073, 40272062)。

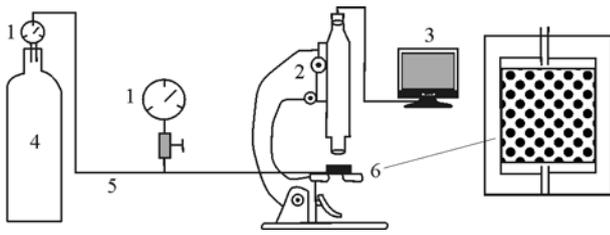


图1 油气运聚微观过程实验装置

1. 压力表; 2. 显微镜; 3. 电脑; 4. 气瓶; 5. 导管; 6. 岩心夹片

Fig. 1 Experimental installation of hydrocarbon migration and accumulation micro-processes

氮气等材料, 辅助材料包括阀门、导管、压力表、实时监视器、图像分析仪、微标卡尺等(图1)。实验装置是把氮气瓶、压力表、岩心夹片等顺序用导管串连起来, 用氮气作为油气运移的动力, 使用不同量程的压力表实时测量油气运移时的排驱压力, 使用显微镜在不同倍数条件下对岩心夹片中的油气运移过程进行实时观察, 用与显微镜相连的电脑直接进行图像采集。

实验所用夹片均使用西北大学曲志浩^[7]技术制作, 14块样品均来自辽河盆地西部凹陷井下的实际岩心。为取得良好的观察效果, 这些样品均选自含油气层位, 但其本身不含油, 目的是模拟油气进入储层时的原始条件和过程(基本特点是在油气充注前为亲水介质)。实验中所使用的岩心夹片厚度约0.5~0.7 mm, 保证了显微观察过程中的立体效果。

1.2 实验过程

实验开始前先将岩心夹片饱和水, 使之达到油气充注前的原始状态。然后在一定压力条件下将油或气注入到岩心夹片中进行观察和研究。实验过程主要是: 首先进行气驱水实验并记录气体从开始进入夹片直到水完全被驱替的压力变化, 即气驱水时的压力变化过程; 当实验完成后, 重新使岩心夹片达到饱含水状态, 以油代气重复上述过程, 完成一块岩心实验。照此过程完成所有岩心夹片的实验。先用气驱后用油驱有利于实验过程的顺利进行, 减少清洗环节, 提高实验精度。

1.3 实验原理

在储层类型划分方面, 不同学者已基本达成共识, 即以10%~12%作为致密储层与非致密储层划分的界限, 如袁政文等^[8]认为8%~10%为致密储层的上限; 戴启德等^[9]把5%~10%划为一般致密储层; 张金川等^[10]结合根缘气的成藏特点研究, 将9%~12%定为致密储层和常规储层的分界。

由此可以看出, 孔隙度10%~12%是致密储层与常规储层的分界。孔隙度5%是致密储层进一步细分的又一个重要界限。

非润湿相流体进入储层孔隙, 必须克服取决于储层物性的毛细管排驱压力^[10]。根据计算公式, 在给定的岩石流体系统中, 油驱水和气驱水排驱压力与喉道半径成反比, 油气易于进入并在孔喉半径较大(孔隙度较大)的储层中进行运移; 相反, 孔隙度(孔喉半径)越小, 油气进入并在其中运移时的排驱压力也就越大。也就是说, 孔隙度大小与孔喉半径具有正向变化关系:

$$P_c = \frac{2\sigma\cos\theta}{r}$$

$$P_c \propto \frac{1}{\Phi} = f(\Phi)$$

式中: P_c 为毛细管排驱压力, σ 为表面张力, θ 为润湿角, r 为喉道半径, Φ 为孔隙度。

油气的运聚成藏是油气对原始孔隙中的水进行排替的过程, 储层类型的差别将在很大程度上决定油气运移的基本方式^[11]。在孔隙度大于10%~12%的常规储层中, 毛细管排驱压力相对较小, 油气运移主要采取油或气与原始孔隙水的置换方式, 因此在这种情况下, 油或气的浮力作用能够促使油气运移。进一步, 由于储层物性的非均质性或裂缝的不均匀发育, 常导致油气沿孔隙度较大、渗透率较高的介质进行运移, 形成通常所谓的“运移高速通道”。相反, 在孔隙度小于10%~12%的致密储层中, 孔隙喉道相对较小, 毛细管排驱压力急剧升高, 油气进入原始亲水致密储层的难度迅速增加, 在其中运移的难度也陡然加大。在油气运移方式上, 主体呈现为油、气将原始孔隙水整体推移的活塞式运移方式, 其结果是形成了具有流体倒置关系的非常规油气藏——根缘油气藏, 也称为深盆油气藏或盆地中心油气藏。统计结果表明, 该类储层一般均为天然气聚集, 很少或极少有油藏发现。2种运移方式及其排驱压力变化在实验过程中观察明显。

2 实验结果分析

2.1 油驱水、气驱水排驱压力与孔隙度的关系

在通常的排驱压力研究——尤其是实际岩心的微观观察实验中, 很难将毛细管排驱压力值与储层具体孔喉半径大小准确对应起来, 即计算中的喉道半径难以准确测得并与排驱压力具体对应。实验借助排驱压力与孔隙度之间的关系, 定量研究油驱水、气驱水排驱时的定量关系(表1)。通过对测

表 1 油气驱水实验排驱压力结果

Table 1 Entry pressure of oil/gas-drive-water experiment

样品编号	孔隙度, %	油驱水排驱压力/MPa	气驱水排驱压力/MPa	油气驱水排驱压力差/MPa
1	8.00	0.160	0.100	0.060
2	5.00	0.140	0.110	0.030
3	9.30	0.200	0.075	0.125
4	8.50	0.220	0.100	0.120
5	13.30	0.060	0.025	0.035
6	13.00	0.090	0.080	0.010
7	11.50	0.050	0.040	0.010
8	10.16	0.075	0.060	0.015
9	7.00	0.260	0.090	0.170
10	18.40	0.060	0.050	0.010
11	7.00	0.220	—	0.220
12	24.30	0.025	0.016	0.009
13	25.00	0.025	0.020	0.005
14	5.00	0.180	0.160	0.020

定的 14 组数据进行拟合分析(图 2),油驱水、气驱水排驱压力均随孔隙度的减小而呈明显增加趋势。通过各种方法拟合,幂函数趋势同时对油驱水和气驱水驱替具有最高相关度,油驱水、气驱水相关度分别达到 0.752 和 0.789(表 2)。

2.2 油驱水、气驱水排驱压力差与孔隙度的关系
进一步观察表明,同一个岩心夹片的油驱水排

驱压力通常大于气驱水排驱压力。根据毛细管压力计算公式,产生这一结果的主要原因是油的表面张力(σ_o)大于气的表面张力(σ_g),同时润湿角(θ)也有一定作用。对油驱水、气驱水排驱压力之间的基本关系,可以进一步通过差值比较法进行研究。

将同一夹片的油驱水与气驱水排驱压力相减,分别得到不同孔隙度条件下的油驱水、气驱水排驱压力差(表 2,图 3)。由图 3 易知,油驱水、气驱水排驱压力差值曲线可以分为特点明显的 3 段。

当岩心为常规储层(孔隙度大于 10%~12%界限)时,相同岩心中油驱水和气驱水的排驱压力差值较小,最大差值为 0.035 MPa。说明在孔隙度较大的时候,储层毛细管压力对油气运移的阻力相差不大,油和气具有大致相同的运移及成藏效果,也即在油气供给条件相同时,形成气藏和油藏的概率几乎均等。

当岩心为孔隙度大于 5%、小于 10%~12%的致密储层时,油驱水和气驱水压差开始明显上升,表现为油驱水排驱压力明显大于气驱水排驱压力,差值最大可达 0.22 MPa。其中,在孔隙度为 10%~12%时形成曲线变化的明显拐点。说明当孔隙度较小时,储层对石油所起的主要作用是封闭遮挡,

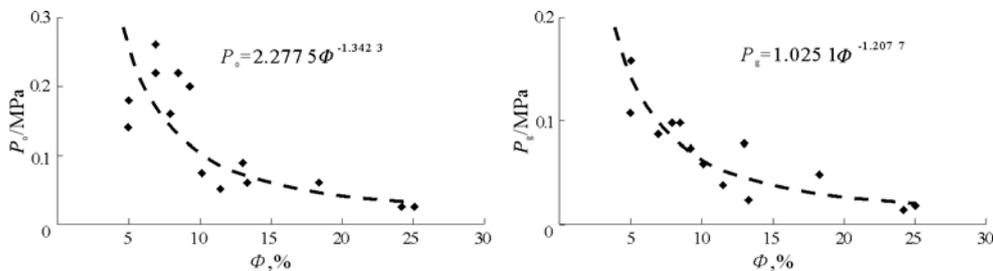


图 2 油驱水、气驱水排驱压力随孔隙度变化

P_o 、油驱水排驱压力; P_g 、气驱水排驱压力; Φ 、孔隙度

Fig. 2 Relationship between oil/gas-drive-water entry pressure and porosity

表 2 油驱水、气驱水排驱压力与孔隙度拟合关系比较

Table 2 Comparison of fitting connection between oil/gas-drive-water entry pressure and porosity

驱替类型	拟合方法	关系式	相关性
油驱水	幂函数	$P_o = 2.2775 \Phi^{-1.3423}$	0.7520
气驱水	幂函数	$P_g = 1.0251 \Phi^{-1.2077}$	0.7890
油驱水	指数函数	$P_o = 0.1671 e^{-0.089 \Phi}$	0.7273
气驱水	指数函数	$P_g = 0.3557 e^{-0.1089 \Phi}$	0.7919
油驱水	对数	$P_o = -0.061 \ln(\Phi) + 0.2129$	0.7072
气驱水	对数	$P_g = -0.1216 \ln(\Phi) + 0.411$	0.6054
油驱水	线性	$P_o = -0.004 \Phi + 0.114$	0.6556
气驱水	线性	$P_g = -0.0095 \Phi + 0.2387$	0.5944
油驱水	二次函数	$P_o = 0.0002 \Phi^2 - 0.0119 \Phi + 0.1675$	0.7061
气驱水	二次函数	$P_g = 0.0004 \Phi^2 - 0.0229 \Phi + 0.3174$	0.6357

注: P_o 、 P_g 分别为油驱水、气驱水排驱压力,MPa; Φ 为孔隙度,%。

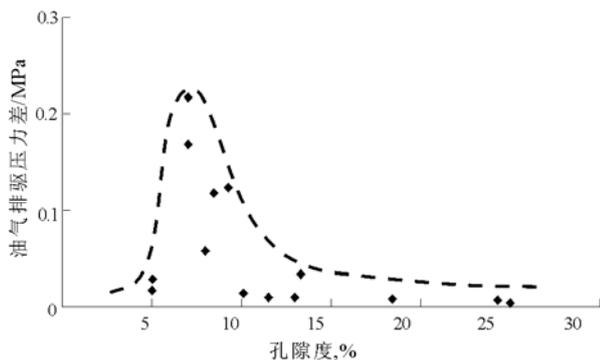


图3 油驱水、气驱水排驱压差随孔隙度变化

Fig. 3 Relationship of different entry pressure between oil-drive-water and gas-drive-water along with porosity

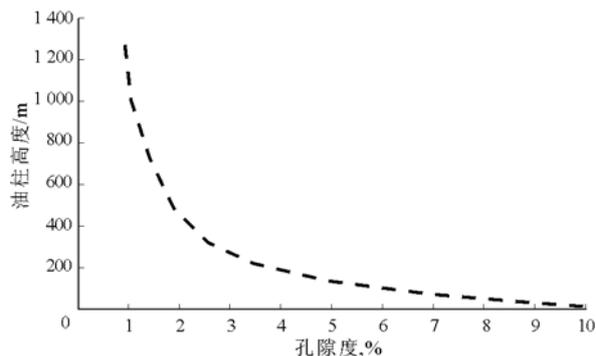


图4 致密储层孔隙度与其所能封闭的油柱高度关系

Fig. 4 Relationship of tight sand porosity and its seal oil column height

而对其运移可能无效,即不能作为油的储层。

当岩心为孔隙度小于5%的储层时,油气的排驱压力差值反而变小,最大差值仅为0.03 MPa。说明在孔隙度较小的时候,毛细管排驱压力对油、气运移具有相同的阻挡作用,油藏和气藏形成难度均较大。

3 实验结果的成藏研究意义

3.1 根缘气

金之钧等^[12]、张金川等^[13]统计研究认为,具有气水倒置关系的油气聚集主要限于深盆地(根缘气),深盆油(根缘油)藏极少发现。实验结果易对这一问题给出合理解释,主要原因就在于当储层致密时,天然气易发生气水排驱作用而进入储层,在生、供气膨胀力作用下作活塞式运移,形成气水倒置。而在同等情况下,石油难以进入其中,难以形成活塞式运移,根缘油(深盆油)藏也就难以产生。这就是实际地质条件下难以发育并发现深盆油的根本原因,也正因如此,在确定深盆油藏时需要慎重考虑。

3.2 致密砂岩遮挡

根据最近报道,在新疆塔里木盆地英南2井侏罗系气藏中发现了致密储层(而不是常规意义上的泥岩或膏盐等)作为油藏盖层的特殊机理^[14],这一现象在西部地区其他盆地中也同样存在^[11]。根据实验结果,对这一问题的合理解释实际上就是油气对原始地层水的差异排驱现象。即在致密储层(孔隙度小于10%)条件下,天然气能够较容易地进入其中,而原油则需要较高的驱动压力(1倍于天然气以上)才能够进入,在地层条件的驱动作用力下,原油无法进入其中,从而产生了致密储层作为油藏盖层的特殊成藏机理。根据排驱压力计算式,储层越致密(孔隙度越小),它能够封闭的油柱高度越大(图4)。

3.3 常规与非常规油气勘探

根据实验结果,当储层孔隙度大于10%~12%,且其他成藏条件相同时,石油和天然气具有基本相同的成藏概率。勘探时既需要考虑石油问题,也需要考虑天然气问题。但当储层孔隙度小于这一数值临界时,就需要在致密储层内部考虑天然气聚集(根缘气藏)问题,而在致密储层底部以下考虑石油聚集问题。

致谢:本文得到中国地质大学张金川教授的大力指导和帮助,在此深表感谢!

参考文献:

- 1 朱华银,周娟,万玉金等. 多孔介质中气水渗流的微观机理研究[J]. 石油实验地质,2004,26(6):571~573
- 2 金之钧,张一伟. 油气成藏机理与分布规律[M]. 北京:石油工业出版社,2003. 19~27
- 3 曾溅辉,金之钧,王伟华. 油气二次运移和聚集实验模拟研究现状与发展[J]. 石油大学学报(自然科学版),1997,21(5):94~96
- 4 康永尚,郭黔杰,朱九成等. 裂缝介质中石油运移模拟实验研究[J]. 石油学报,2003,24(4):44~47
- 5 赵树贤,罗晓容. 石油微观渗流数值模拟实验[J]. 系统仿真学报,2003,15(10):1477~1480
- 6 朱华银,李剑,李拥军. 天然气运聚影响因素研究[J]. 石油实验地质,2006,28(2):152~154
- 7 曲志浩. 真实砂岩微观模型制作技术[P]. 中国,ZL9310251703. 1997
- 8 袁政文,朱家蔚,王生朗等. 东濮凹陷沙河街组天然气储层特征及分类[J]. 天然气工业,1990,10(3):6~11
- 9 戴启德,纪有亮. 油气储层地质学[M]. 东营:石油大学出版社,1996. 1~110
- 10 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 北京:石油工业出版社,2004. 1~153
- 11 张金川,金之钧. 深盆地成藏机理与分布预测[M]. 北京:石油工业出版社,2005. 22~127
- 12 金之钧,张金川. 深盆地气藏及其勘探对策[J]. 石油勘探与开发,1999,26(1):4~5
- 13 张金川,金之钧,张一伟. 深盆地气藏的界定及地质特征研究[J]. 石油大学学报(自然科学版),2001,25(6):25~28
- 14 余和中和,张丽霞,韩守华等. 英南2井气藏致密砂岩盖层的形成[J]. 石油勘探与开发,2004,31(5):133~135