

文章编号: 0253-9985(2009)06-0706-07

鄂尔多斯盆地上三叠统延长组低渗透岩性油藏成藏物理模拟

李元昊¹, 刘建平², 梁艳¹, 独育国¹, 黄锦绣¹, 曾斌辉³

(1 中国石油天然气股份有限公司 长庆油田 勘探开发研究院, 陕西 西安 710021; 2 中国石油天然气股份有限公司 长庆油田 油田开发处, 陕西 西安 710021; 3 中国石油大学 盆地与油藏研究中心, 北京 102249)

摘要: 晚三叠世延长期鄂尔多斯为陆相坳陷盆地, 主要发育湖泊三角洲相沉积, 油藏主要为低—特低渗透岩性油藏。研究表明, 长 7 生烃作用形成的异常高压是石油向低渗透储层运移的主要动力, 运移方式主要为幕式运移。通过成藏物理模拟手段分析不同压力条件下低渗透成藏过程及成藏特征, 同时对比不同注入压力、不同充注方向下幕式成藏特征及与稳态成藏的差异。实验结果表明, 无论烃源岩向上还是向下排烃, 异常压力越大越有利于低渗透储层成藏, 成藏效率越高, 含油饱和度越高。

关键词: 异常高压; 成藏物理模拟; 低渗透岩性油藏; 延长组; 鄂尔多斯盆地

中图分类号: TE122 **文献标识码:** A

Physical simulation of hydrocarbon accumulation in low-permeability lithologic reservoirs: an example from the Yanchang Formation in the Upper Triassic of the Ordos Basin

Li Yuanhao, Liu Jianping, Liang Yan, Du Yugu, Huang Jinxiu, Zeng Jianhui

(1 Exploration and Development Research Institute of PetroChina Changqing Oilfield Company Xi'an Shaanxi 710021 China)

2 Oil Reservoir Development Institute of PetroChina Changqing Oilfield Company Xi'an Shaanxi 710021 China

3 Basin and Reservoir Research Center China University of Petroleum Beijing 102249 China)

Abstract: In the late Triassic Yanchang period, the Ordos Basin was a continental depression basin. The deposits of lake delta facies are prevalent, and hydrocarbon reservoirs are mainly low- and ultra-low permeability lithologic type. A research into the area reveals that the abnormally high pressure resulted from hydrocarbon generation in the Chang-7 Formation serves as the major dynamic force for the episodic migration of oil toward low-permeability reservoirs. Physical simulation was performed to analyze the process and features of hydrocarbon accumulation in low-permeability reservoirs under different pressures and to compare the characteristics of episodic hydrocarbon accumulation and steady hydrocarbon accumulation under different charging pressures and at different charging direction. The results show that regardless the direction of hydrocarbon expulsion from source rocks, the higher the pressure in the low-permeability lithologic reservoirs is, the higher the hydrocarbon accumulation efficiency and the oil saturation are.

Key words: abnormally high pressure; physical simulation of hydrocarbon migration; low-permeability lithologic reservoir; Yanchang Formation; Ordos Basin

油气成藏具有过程不可见、影响因素多、周期长的特征, 因此, 成藏过程的研究成为石油地质学

研究中最为薄弱的环节之一。而油气成藏的物理模拟试验是再现油气成藏过程的一种有效手段和

收稿日期: 2009-05-14

第一作者简介: 李元昊(1976—), 男, 博士, 石油地质。

基金项目: 中国石油天然气股份有限公司研究项目(2008B-0103)。

方法, 目前国内外许多学者利用此方法对油气成藏进行了研究^[1~10]。

晚三叠世延长期鄂尔多斯为陆相拗陷盆地, 主要发育湖泊三角洲相沉积, 油藏主要为低—特低渗透岩性油藏, 纵向上具有多层系复合成藏特征, 以盆地西北部最为典型。在长 7 烃源岩的上 (长 4+5、长 6) 下 (长 8、长 9) 储层中均发现多个大型岩性油藏和有利区。油源对比表明, 该区区长 8、长 9 油藏的原油也来自上覆长 7 烃源岩, 油藏具有上生下储特征。孔隙度 5.5%~18.6%, 平均 8.1%; 渗透率 $0.1\times 10^{-3}\sim 18.6\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 平均 $0.57\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$; 长 9 储层孔隙度 6%~18.7%, 平均 10.6%; 渗透率 $0.6\times 10^{-3}\sim 157\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 平均为 $5.77\times 10^{-3}\mu\text{m}^2$, 均属特低—超特渗透岩性油藏^[11]。沸腾包裹体等证据表明, 研究区成藏方式为幕式成藏, 主要有两次大规模的石油充注^[12]。异常高压主要是生烃作用产生的, 在异常压力作用下, 石油向下、向上幕式充注, 在物性相对较好的低压 (势) 区聚集成藏。

幕式成藏是超压盆地成藏的主要方式之一, 连续稳态流动和周期性 (幕式) 瞬态流动是沉积盆地流体的两种流动方式^[13~14]。但是研究区幕式成藏的特征如何? 不同压力下幕式成藏特征有何差异? 其与稳态方式成藏有何差别? 上生下储型与下生上储石油运移成藏特征有何差别? 等等问题尚不清楚, 需要深入研究。本次主要通过成藏物理模拟实验对以上问题进行探讨和研究。由于实验条件的限制, 无法采用与实际地层类似的材料, 为解决这种矛盾, 采用级差的方式进行模拟实验^[15]。

1 实验模型和实验装置

1.1 实验模型设计

根据研究区成藏模式, 实验共设计 3 类模型, 因篇幅所限, 主要介绍流体压裂缝沟通砂体上生

下储实验模型 (图 1) 及其下生上储实验模型在不同条件下的实验过程。模型中长 7 为烃源岩, 长 8、长 9 为物性相对较差的砂层, T₁、T₂、T₃ 为物性相对较好的砂体, 通过裂缝 (F₁ 和 F₂) 与烃源岩 (长 7) 相通 (表 1)。每个模型中布置 7 个压力传感器, 其中红色空心圆代表压力传感器位置, 图中 1~7 数字为传感器序号; 模型左右有两个出口: 出口 1 和出口 2, 出口位置接管线引至模型顶部, 使排水口高于模型顶部, 出口接量筒计量。

实验包括下生上储、上生下储两种充注方式, 采用 5 MPa 和 7 MPa 两种压力进行幕式充注, 比较不同压力条件下幕式成藏特征的差异; 注入油水混相流体, 70% 油, 30% 水。同时, 在相同模型下用稳态充注方式进行实验, 比较幕式成藏与稳态充注成藏的差异; 注流体为油, 注油速率为 0.1 mL/min (表 2)。

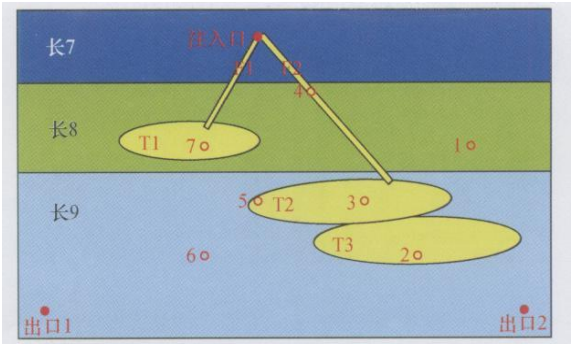


图 1 上生下储实验模型示意图

Fig 1 Experimental model of up source rock-down reservoir

表 1 实验模型物性参数

Table 1 Physical parameters of the experimental model

编号	粒径 /mm	孔隙度, %	渗透率 /($10^{-3}\mu\text{m}^2$)
砂体 1 (T ₁)	0.15~0.20	33	2 000
砂体 2 (T ₂)	0.30~0.35	33	7 816
砂体 3 (T ₃)	0.30~0.35	33	7 816
长 8	0.05~0.10	31	416
长 9	0.10~0.15	33	1 156
微裂缝 (F ₁ 、F ₂)	0.30~0.35	33	7 816

表 2 实验条件

Table 2 Experimental conditions

实验编号	模型	充注方式	充注压力 /MPa	充注量 /mL	充注速率 /($\text{mL}\cdot\text{min}^{-1}$)
实验 1	上生下储	幕式油水混相充注	5	每次 33 (其中水 9)	0.1
实验 2	上生下储	幕式油水混相充注	7	每次 43 (其中水 12)	
实验 3	下生上储	幕式油水混相充注	7	每次 43 (其中水 12)	
实验 4	上生下储	稳态 (连续) 充注			

1.2 实验装置

模拟实验主要由 4 部分组成,即模型本体,流体注入系统,计量系统和数据采集处理系统(图 2)。模拟实验装置为金属箱体,正面由钢化玻璃制成,能直接观察油水的运移状况,背面安装压力传感器,监测模型中不同点不同时刻的压力,从而确定模型中的压力分布。

流体注入系统主要有注水、注油、注气和注添加剂等支路。根据试验对象不同,各个支路可作适当调整。使用的注入泵为美国 ISCO100DX 微量注射泵,泵的最小注入速率为 0.01 mL/min,泵的最大注入压力为 68.9 MPa。流量和注入压力大小可根据需要通过注射泵调节和计量。压力传感器是英国 GE Druck 公司生产的 PTX 1400 传感器,最大压力范围是 1.6 MPa,误差范围是 ±2%。数据采集和处理系统主要由 HP 公司 HD-2000 型数据采集器和计算机组成。

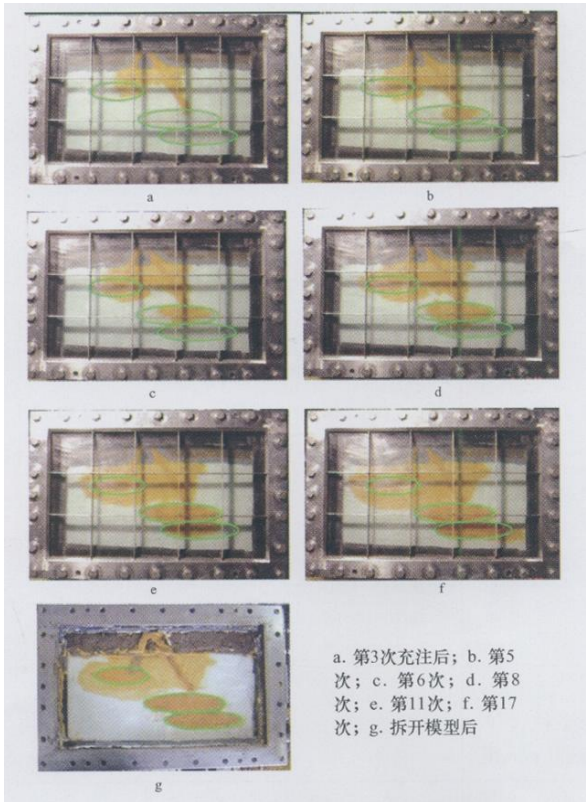


图 2 上生下储裂缝沟通型成藏过程
物理模拟实验 (5 MPa)

Fig 2 Physical simulation (5 MPa) of hydrocarbon accumulation process for the up source rock-down reservoir model with fracture connection

1.3 实验材料

实验用砂为各种粒度的纯净的白色石英砂,润湿角近于 0°。实验中长 7 源岩填充粘土。实验所用的油为中性煤油,密度为 0.75 g/cm³,以天然色素染成红色;实验过程中用的水为蒸馏水,密度为 1.0 g/cm³。

1.4 实验步骤

- 1) 根据实验内容和实验目的构造实验模型。首先将模型充满水,然后将不同粒度的石英砂分层装入模型,边装边振动,使砂子充分压实。
- 2) 用 ISCO 泵向模型注入蒸馏水,将模型中的气体驱出,使模型饱和水。
- 3) 根据实验要求,采用幕式(非稳态)充注方式用 ISCO 泵注入油和水。高压容器提供压力,达到实验压力时快速大开。在压差作用下,油和水进入长 7 段泥岩,再由泥岩进入砂层,相当于泥岩生烃增压后发生水力破裂,裂缝突然开启,沿裂缝带流体突然释放,模拟烃源岩的幕式排烃作用。随后,重复上述过程,直到实验达到设计要求为止。
- 4) 对油的运移聚集过程进行观察和摄影,同时记录注入量、注入压力以及排水量和排油量。
- 5) 测定含油饱和度。

2 实验过程及现象

根据研究需要,本次主要介绍 4 个物理模式试验,对比不同压力下、不同充注方向、不同充注方式下储层成藏特征。

2.1 实验一:上生下储型,幕式充注 (5 MPa)

2.1.1 油的运移聚集过程

用 ISCO 泵向模型中注水,水从上方排出,使各砂层及砂体饱含水,然后每次以 5 MPa 的压力向模型中进行油水混相充注。

实验开始充注后,油同时进入两条裂缝向下运移,并且沿两条裂缝运移速率相当,第 2 次充注后油便首先进入距离注口近的 II 砂体。第 3 次充注后,油主要沿微裂缝向下垂向运移,少部分向裂缝周围砂层中聚集。此时油已充注物性差的 II

砂体约一半空间, 而 T₂砂体中油刚开始进入 (图 2^a)。第 5 次充注后, 油继续沿裂缝向砂体中运移, 少量的油继续向裂缝周围聚集并在源岩附近的砂层中连成一片。大量的油进入 T₁砂体, 充满其约 2/3 空间, 并向 T₁下部聚集, 而 T₂砂体中含油面积则很小 (图 2^b)。第 6 次充注后, 油已充满 T₁砂体, 并且在其下部产生了较大范围的聚集, 此时, 油向 T₂砂体两侧运移, 充注了约一半空间 (图 2^c)。第 8 次充注后, 油通过 T₁砂体向其下部大面积聚集, T₂砂体右侧已充满, 油继续向其左侧同时开始向 T₃砂体中运移 (图 2^d)。第 11 次充注后, 整个 T₁砂体和两条裂缝周围砂层全部含油且连成一片, 油已充满 T₂砂体, 并且已充满 T₃砂体左侧并继续向其右侧运移 (图 2^e)。第 17 次充注后, 各个砂体均充满油, 油通过 T₃砂体向其右侧即出口 2 的方向运移, 实验结束 (图 2^f)。

2. 1. 2 出口 排量变化

实验过程中, 随着充注次数的增加, 两出口的排水量之和均匀增加, 总排水量与幕次的关系曲线呈一条直线, 说明每次充注后排出的总水量是基本一致的, 也说明整个实验过程中充注压力是基本一致的。

2. 1. 3 含油饱和度

实验结束后, 砂体的含油饱和度情况如图 3 砂体 T₂和砂体 T₃的含油饱和度约为 71%, 而砂体 T₁由于其物性较差, 其含油饱和度约为 64%。由于实验为幕式充注, 充注瞬间压力很大, 在靠近源岩及裂缝的长 8 砂层中有一部分的油聚集, 其含油饱和度约为 23% ~ 28%。油在充满 T₁砂体后向其周边砂层中聚集, 形成了含油饱和度约为 23% 的聚集面。

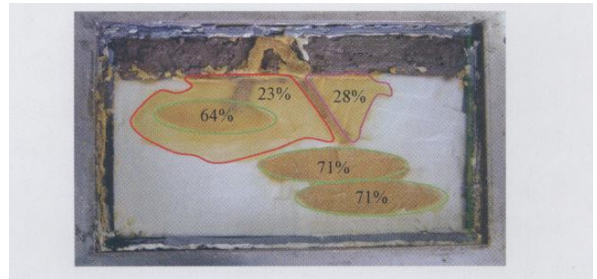


图 3 实验一含油饱和度情况 (5 MPa)
Fig 3 Oil saturation in experiment 1 (5 MPa)

2 2 实验二: 上生下储型, 幕式充注 (7 MPa)

2 2 1 油的运移聚集过程

用 ISCO 泵向模型中注水, 使各砂层及砂体饱含水, 每次以 7 MPa 的压力向模型中充注油水混相液体。第 1 次充注后, 油沿微裂缝向下垂向运移。由于压力较大, 部分油向裂缝周围砂层中聚集。物性差的 T₁砂体约 1/3 的控件充注满油, T₂砂体尚没有油进入 (图 4^a)。第 2 次充注后, 裂缝周围聚集面积进一步扩大。T₁砂体约 2/3 的空间充满油, T₂砂体油开始进入 (图 4^b)。第 3 次充注后, T₁砂体已充满油, 并向下呈面式聚集。T₂砂体中油向两侧运移, 并开始进入 T₃砂体 (图 4^c)。第 4 次充注后, T₂砂体已基本充满, 并在 T₃砂体中继续侧向运移 (图 4^d)。第 5 次充注后, T₂砂体已完全充满油, T₃砂体左侧已基本充满, 油主要向其右侧运移 (图 4^e)。第 9 次充注后, 油完全充满

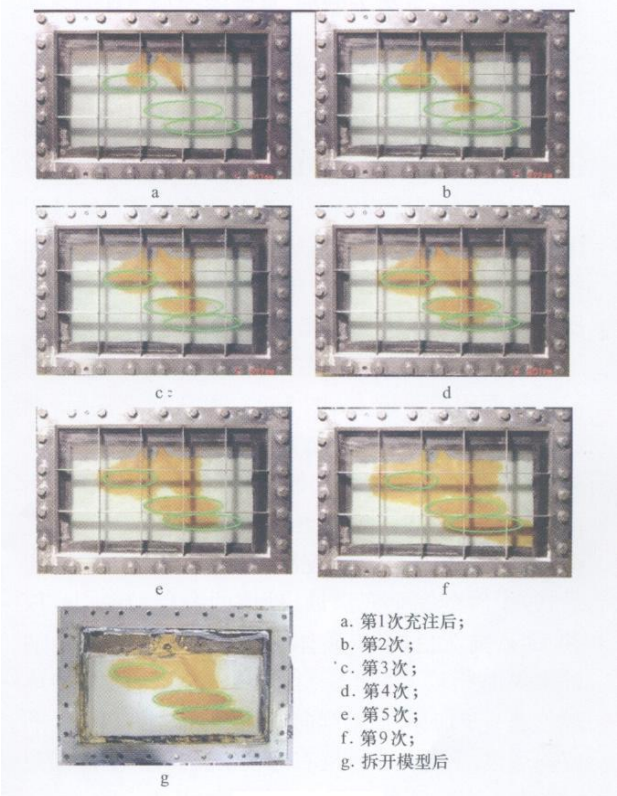


图 4 上生下储裂缝沟通型成藏过程
物理模拟实验 (7 MPa)

Fig 4 Physical simulation (7 MPa) of hydrocarbon accumulation process for the up source rock-down reservoir model with fracture connection

各砂层, T1 砂体及裂缝所在的砂层表面聚集油的面积很大且连成一片, 油已经通过 T3 砂体向其右侧即出口 2 的方向运移, 实验结束 (图 4 f)。

2.2.2 出口排量变化

实验过程中, 随着充注次数的增加, 两出口的排水量之和均匀增加, 表明整个实验过程中充注压力是基本一致的。

2.2.3 含油饱和度

实验后测量砂体的含油饱和度, 砂体 T2 和砂体 T3 的含油饱和度约为 73%, 而砂体 T1 含油饱和度约为 66%。靠近源岩及裂缝的长 8 砂层中有部分油聚集, 其含油饱和度约为 25% ~ 33%, 高于同样条件下 5 MPa 的含油饱和度。油在充注满 T1 砂体后也向其周边砂层中聚集, 形成了含油饱和度大约为 25% 左右的聚集面。

2.3 实验三: 下生上储型, 幕式充注 (7 MPa)

2.3.1 油的运移聚集过程

在模型饱含水后, 以 7 MPa 的压力向模型中进行油水混相充注。第 1 次充注后, 油沿微裂缝向上运移, 在裂缝周围产生少量聚集, 右侧裂缝周围的聚集面积相对较大。充注后, 油进入 T1 砂体约 1/2 的空间, T2 砂体中油刚进入 (图 5 a)。第 2 次充注后, T1 砂体基本充满油, 而 T2 砂体只充注了约 1/3 油在 T2 砂体中向两侧运移。裂缝周围的聚集面积明显增大 (图 5 b)。第 3 次充注后, 油已完全充满 T1 砂体并向其顶部聚集。T2 砂体已充满油, 油开始进入顶部的 T3 砂体 (图 5 c)。第 5 次充注后, T1 砂体顶部聚油面积扩大; T2 砂体完全充满油, T3 砂体基本充满 (图 5 d)。第 7 次充注后, 各个砂体完全充满油, 砂体的颜色加深, 且 T2 和 T3 砂体颜色比 T1 砂体深。下部长 8 砂层中油的聚集面积较大 (图 5 e)。第 9 次充注后, 各砂体颜色进一步加深, 油继续向 T3 砂体左侧即出口 1 的方向运移, 下部长 8 砂层右部基本充满油, 实验结束 (图 5 f)。整个实验过程中充注压力基本一致。

2.3.2 含油饱和度

实验后砂体的含油饱和度情况如图 10。砂体 T2 含油饱和度约为 73%, T3 的约为 74%, T1 的约

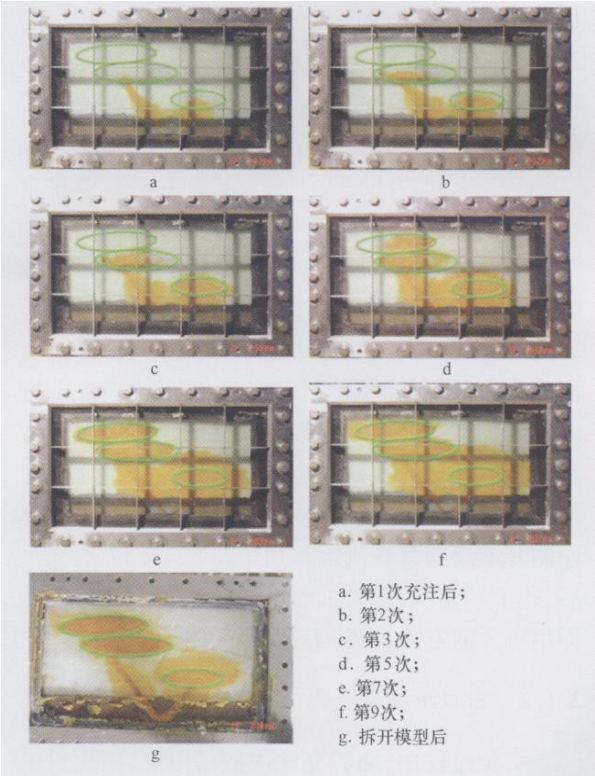


图 5 下生上储裂缝沟通型成藏过程
物理模拟实验 (7 MPa)

Fig 5 Physical simulation (7 MPa) of hydrocarbon accumulation process for the up reservoir down source rock model with fracture connection

为 67%。由于幕式充注瞬间压力很大, 在靠近源岩及裂缝的长 8 砂层中有部分油聚集, 其含油饱和度约为 32%。油在充注满 T1 砂体后向其周边物性更差的砂层中聚集, 形成了含油饱和度约为 28% 的聚集面。

2.4 实验四: 上生下储型, 稳态充注

2.4.1 油的运移聚集过程

用 ISCO 以 0.1 mL/min 的速率向模型中连续注入煤油。

注油后, 油同时进入两条裂缝, 运移的距离基本相同。充注 341 min 后, 油沿左右两条裂缝继续向下运移, 且右侧裂缝运移的远, 这是因为左侧裂缝的油在进入物性差的 T1 砂体, 毛管阻力较大运移受阻 (图 6 a)。充注 439 min 后, 油已经进入 T1 和 T2 砂体 (图 6 b)。充注 628 min 后, 油已基本充满 T2 砂体, 并开始进入 T3 砂体, 而 T1 砂体尚未充满, 可见油向物性好的砂体中运移的速度快。

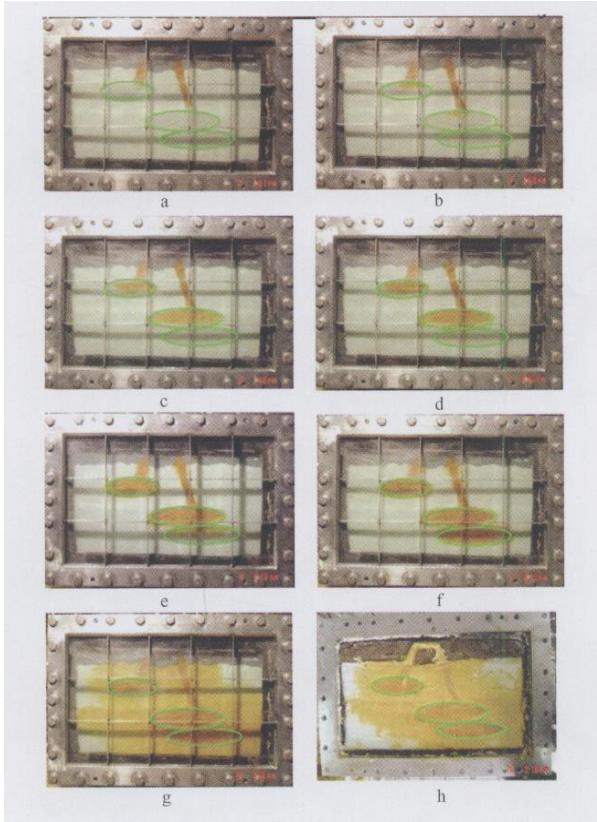


图 6 上生下储稳态充注物理模拟实验成藏过程
Fig 6 Physical simulation of hydrocarbon accumulation process through steady charge for the up source rock-down reservoir model

在充注过程中, 油在各砂体中的运移是以面式向前推进的, 无突出的运移前锋, 可能是由于浮力起的是阻力作用造成的 (图 6 c)。充注 793 min 后, 油已完全充满 T₁ 砂体, T₂ 砂体的颜色明显加深, 油全面进入 T₃ 砂体 (图 6 d)。充注 1 413 min 后, 油继续向 T₃ 砂体中运移, T₁ 和 T₂ 砂体颜色进一步加深, 含油饱和度进一步增大 (图 6 e)。充注 2 236 min 后, 油已完全充满各个砂体, 并开始向各个砂层中散失, 且砂体的颜色均加深, 但 T₁ 砂体的颜色比 T₂ 和 T₃ 砂体的浅 (图 6 f)。当充注 9 995 min 后, 油已基本充满模型, 出口 2 出油, 出

口 1 出水, 实验结束 (图 6 g)。

2.4.2 注入压力变化情况

注入压力的变化反映了油气运移过程中所受阻力的变化。实验过程中相对压力的变化经历了由小一大一小一大的过程, 压力的高点对应油开始进入某一砂体的时刻, 而低点表示油在某砂体的运移通道已经打通。实验开始注油时, 阻力很大, 导致注入口的压力不断增大。多个压力高点表明油在砂层中运移的通道并不是一次形成的, 而是分阶段形成的。

2.4.3 出口 排液量变化

随着注油量的增加, 两出口的排水量逐渐增加, 随后各出口逐渐停止排水, 出口 2 有油排出, 最后出口 2 排油基本稳定, 实验结束。

2.4.4 含油饱和度

实验后检测砂体的含油饱和度, 砂体 T₃ 的含油饱和度为 91%, 砂体 T₂ 的为 92%, 砂体 T₁ 的为 81%。实验过程中由于注油时间长, 油在充满各砂体后向各砂层中聚集, 并产生相当面积的聚集, 其中长 8 砂层基本被油充满, 其含油饱和度约为 28%, 长 9 砂层相对较高约为 35%。

3 实验认识

3.1 不同的充注压力下, 压力越大, 油运移速率越大, 垂向运移越远, 含油饱和度越高

在同样的实验模型中 (表 3), 石油幕式充注条件下异常压力与向下运移距离成正比, 异常压力越大向下运移的距离越大, 反之。异常压力越小向下运移距离越小。实际勘探表明, 鄂尔多斯盆地西北部长 9 物性好于长 8 但油藏规模小, 主

表 3 不同充注压力相同充注次数下油垂向位移量的对比
Table 3 Comparison of vertical oil displacements in experiments with the same charging times but different charging pressures

实验号	实验模型	油垂向位移量 / m(充注次数)				
实验一 (5 MPa)	上生下储型	13.5(2)	18.5(4)	22(7)	24.5(9)	25(11)
实验二 (7 MPa)	幕式充注	18(2)	20.5(4)	24.5(7)	25(9)	26(11)

要就是向下运移的过程中压力逐渐降低消失, 石油大部分运移不到长 9 储层所致。

在高的压力下, 油更容易进入透镜体周边物性较差的砂层, 物性差的砂体成藏的可能性及成藏效率就越高, 含油饱和度也越高。因此, 对与鄂尔多斯盆地上三叠统延长组低渗透储层成藏来说, 由于物性差, 浮力作用弱或不起作用, 异常压力是石油运移的动力。

3.2 充注(排烃)压力越大, 越有利于“上生下储”式成藏

由于原油向下运移时主要运移动力是异常高压, 浮力和毛细管力为阻力, 因此石油向下运移成藏需要更强的动力条件。充注压力较小时(5 MPa), 在相同的实验模型和充注条件下, 下生上储 11 次充注即可充满 3 个砂体, 而上生下储需要 15 次充注 3 个砂体才能充满; 当充注压力较大时(7 MPa), 下生上储和上生下储在 9 次充注时砂体均能充满油, 表明充注压力较大时(7 MPa), 下生上储与上生下储成藏效率相当, 成藏过程差别小。从含油饱和度看, 充注压力越大成藏后含油饱和度越高, 成藏效率越高。

3.3 幕式充注与稳态充注相比, 幕式充注更有利于低渗透储层成藏

稳态充注: 油首先在物性好的砂体中聚集成藏(其距离源岩可能相对较远), 然后再向物性差的砂体中运移聚集成藏, 如实验四(图 6)。幕式充注: 油首先在距离源岩较近的砂体中成藏(其物性可能相对较差), 随后才在距离源岩较远的砂体中聚集成藏, 如实验三(图 5)。

3.4 相对高渗透砂体为油气成藏的有利区

对于与烃源岩相邻的高渗透砂体或具有与烃源岩相沟通的裂缝的高渗透砂体, 即使不是位于流体势的最低区, 但是由于砂岩透镜体的物性好, 从而导致砂岩透镜体容易发生油气成藏。鄂尔多斯盆地延长组整体属于低渗透背景, 但并非铁板一块, 也存在物性相对较好的储层, 这些储层是油气运移成藏的最有利的储集体, 是勘探的目标。目前发现的多个亿吨级油藏都是在低渗透背景下相对较好的储层中发现的。

4 结论

通过多个物理模式实验表明, 不同条件下油气成藏过程、成藏特征、成藏效率均存在差异。幕式成藏具有成藏效率高、速度快的特征, 并且不同的充注压力下, 压力越大, 油运移速率越大, 垂向运移越远, 越有利于低渗透储层成藏, 特别是“上生下储”式成藏。幕式充注与稳态充注相比, 相对高渗透砂体均为油气成藏的最有利区, 但幕式充注更有利于低渗透储层成藏。

参 考 文 献

- 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): 94~97
- 陈章明, 张云峰, 韩有信, 等. 凸镜状砂体聚油模拟实验及其机理分布[J]. 石油实验地质, 1998, 20(2): 166~170
- 曾溅辉, 王捷, 张金功, 等. 油气运移机理及物理模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2002, 13
- 尚尔杰, 金之钧, 丁文龙, 等. 断裂控油的物理模拟实验研究[J]. 石油实验地质, 2005, 27(4): 414~417
- 马中良, 曾溅辉, 张善文, 等. 砂岩透镜体油运移过程模拟及成藏主控因素分析[J]. 岩性油气藏, 2008, 20(1): 69~74
- Dembicki H Jr, Anderson M J. Secondary migration of oil phase along limited conduits[J]. AARF Bulletin, 1989, 73(8): 1 018—1 021
- Catalan L, Xiaowen F, Chatzis J et al. An experiment study of secondary oil migration[J]. AARF Bulletin, 1992, 76(3): 638—650
- Thomas MM, Couse JA. Scaled physical model of secondary oil migration[J]. AARF Bulletin, 1995, 79(1): 19—29
- 朱志强, 曾溅辉, 吴河勇, 等. 低渗透砂岩石油运移及成藏特征模拟实验[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(2): 229~234
- 肖芝华, 钟宁宁, 黄志龙, 等. 从模拟实验看致密砂岩储层的石油成藏条件[J]. 石油与天然气地质, 2008, 29(6): 721~725
- 李道品. 低渗透油田开发[M]. 北京: 石油工业出版社, 1999, 3~4
- 李元昊, 刘池洋, 王秀娟, 等. 鄂尔多斯盆地西北部延长组下部幕式成藏特征[J]. 石油学报, 2009, 30(1): 61~67
- 刘震, 刘俊榜, 高先志, 等. 二连盆地岩性油藏的幕式充注和相对早期成藏特征分析[J]. 石油与天然气地质, 2007, 28(2): 240~246
- 郝芳, 邹华耀, 杨旭升, 等. 油气幕式成藏及其驱动机制和识别标志[J]. 地质科学, 2003, 38(3): 413~424
- 曾溅辉. 正韵律砂层中渗透率级差对石油运移和聚集影响的模拟实验研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(4): 102~105