西南石油大学学报(自然科学版)
2024 年 10 月 第 46 卷第 5 期
Journal of Southwest Petroleum University(Science & Technology Edition)
Vol. 46 No. 5 Oct. 2024

DOI：10.11885/j.issn.1674−5086.2024.05.08.01
文章编号：1674−5086(2024)05−0170−13
中图分类号：TE121
文献标志码：A

油气倒灌会发生吗?
——与王永诗先生商榷

李传亮[1]*，刘东华[2]

1. 西南石油大学石油与天然气工程学院，四川 成都 610500；2. 中海石油(中国)有限公司海南分公司，海南 海口 570312

摘　要：针对石油地质学中油气倒灌会否发生的问题，根据渗流力学的相关理论，通过理论分析深入研究了油气的运移成藏机理及地层超压的形成机理，并获得以下主要认识：1）运移与流动不同，流动需要压差驱动，运移不需要压差驱动，油气运移是浮力作用下的离散流或滴流；2）油气可以向上运移，油气倒灌不会发生，因为缺少动力的驱动；3）室内实验没有模拟地下情况，压差大，流速高，属于油气流动，而非油气运移；4）泥岩地层为开放地层，并不存在超压，地层水通过流动可以平衡地层压力；5）油气被地层水分割包围，可以出现超压，超压部分被毛管压力所平衡；6）上生下储式并不存在，烃源岩不一定位于油气藏的正下方，侧向运移也可以实现油气成藏。

关键词：油气运移；油气成藏；油气倒灌；地层超压；烃源岩；储集层；盖层

May Downward Flow of Oil and Gas Occur? A Discussion with Mr. Wang Yongshi

LI Chuanliang[1*], LIU Donghua[2]

1. Petroleum Engineering School, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan 610500, China
2.CNOOC China Limited, Hainan Branch, Haikou, Hainan 570312, China

Abstract: In response to whether downward flow of oil and gas occurs in petroleum geology, based on the relevant theories of flow mechanics in porous media, the migration and accumulation mechanism of oil and gas and the formation mechanism of formation overpressure were deeply studied through theoretical analysis. The main understandings were obtained as follows: firstly, migration is different from flow, flow requires differential pressure drive, migration does not require differential pressure drive, and oil and gas migration is a discrete flow or droplet flow under buoyancy; secondly, oil and gas can migrate upwards, and downward flow of oil and gas will not occur due to the lack of driving force; thirdly, the laboratory experiments did not simulate underground conditions, with a large pressure difference and a high flow velocity, indicating oil and gas flow rather than oil and gas migration; fourthly, the mudstone formation is an open formation and there is no overpressure and formation water can balance formation pressure through flow; fifthly, oil and gas are separated and surrounded by formation water, and overpressure can occur and the overpressure is balanced by capillary pressure; sixthly, there is no upper source-lower reservoir model, and the source rock may not necessarily be located directly below the oil and gas reservoir. Lateral upward migration can also achieve the formation of oil and gas reservoirs.

Keywords: migration of oil and gas; accumulation of oil and gas; downward flow of oil and gas; overpressure of formation; source rock; reservoir rock; cap rock

网络出版地址：http://link.cnki.net/urlid/51.1718.te.20240927.1026.002

李传亮，刘东华. 油气倒灌会发生吗？——与王永诗先生商榷[J]. 西南石油大学学报(自然科学版)，2024，46(5)：170−182.
LI Chuanliang, LIU Donghua. May Downward Flow of Oil and Gas Occur? A Discussion with Mr. Wang Yongshi[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2024, 46(5): 170–182.

* **收稿日期**：2024−05−08　　**网络出版时间**：2024−09−27
通信作者：李传亮，E-mail：cllipe@qq.com
基金项目：国家自然科学基金青年基金(52104036)；四川省自然科学基金青年基金(2023NSFSC0932)

引　言

地层岩石的孔隙中最初都饱和了地层水，油气在地层中生成后，会在浮力的作用下向上运移，遇到圈闭后聚集起来形成油气藏，遇不到圈闭会一直向上运移，到达地面后成为油气苗。油气向上运移是有科学依据的，也是有实践支持的，油气苗就是油气向上运移的证据。

然而，在石油地质学中却一直存在着油气倒灌的说法[1−3]，即油气生成后逆着浮力的方向向下运移。这方面的研究非常多，如松辽盆地的扶杨油层靠倒灌成藏[4−8]，四川盆地川东北地区的长兴组礁滩相白云岩油气靠倒灌成藏[9]，四川盆地的威远震旦系气藏主要靠倒灌成藏[10]，鄂尔多斯盆地存在多处油气倒灌成藏的情况[11−15]，胜利油区也有油气倒灌成藏的例子[16−17]。不同油田的倒灌距离也不相同，有些为几十米，有些为几百米甚至上千米。

笔者一直是反对油气倒灌的，曾撰文分析油气运移的机理和油气倒灌的理论缺陷[18−19]，认为油气倒灌缺乏科学依据，也没有得到实践的支持，迄今为止尚未有人观察到自然界中的油气倒灌现象。

王永诗先生不同意笔者的观点，他通过实验观察到了油气倒灌现象的发生[20]，以此来证明自然界中存在油气倒灌的合理性。为了深入探讨油气运移的奥秘，本文继续深入分析油气运移的机理，并就王先生实验中存在的一些问题进行剖析，希望能够进一步揭示油气运移的真相。

1　油气生成

地层岩石由骨架颗粒和粒间孔隙组成，孔隙中饱和了水，骨架颗粒中夹杂着一些沉积有机质（干酪根）。干酪根就是所谓的生烃物质，它以固体颗粒的形式分散在岩石之中。总有机碳（Total Organic Carbon，TOC）含量越高，生烃量就越大。根据研究，烃源岩对 TOC 的要求并不高[21−22]，1% 就算是好的烃源岩了，即 100 个颗粒中有一个有机质颗粒就可以成为烃源岩了（图 1）。烃源岩也叫生油层，大多数的烃源岩都是泥岩，下面也是以泥岩作为烃源岩和以砂岩作为储集层为例进行分析。

干酪根属于超大分子聚合体，没有固定的分子量和明确的分子式[3]，主要由 C、H 和 O 等元素组成，并通过 C—C 和 C—H 等化学键把它们组合在一起，结构十分稳定。油气分子通常较小，是干酪根分解之后的产物，以烃类物质为主，油气为流体可以流动。

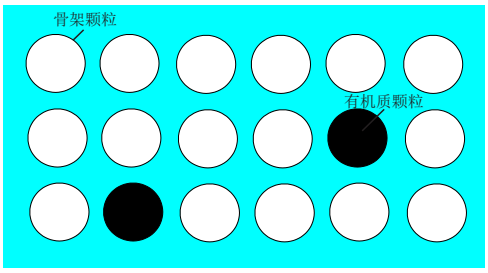

图 1　烃源岩中的骨架颗粒和有机质颗粒
Fig. 1　Grains and organic particles in source rock

干酪根颗粒被地层水包围，在高温下慢慢分解（生物气的生成机理有所不同，本文暂不讨论），分解是从外部枝杈上开始的，并逐渐向内部发展，黏土矿物催化剂会加速分解过程（图 2）。由于 C—H 键的键能比 C—C 键高，因此，C—C 键比 C—H 键更容易断裂，这样才保证了烃类物质的稳定存在。干酪根的分解也没有固定的模式，不同温度下生成的烃类物质也不尽相同，进入生烃门限后，较低温度下生成（分解）的长链烃较多，较高温度下生成（裂解）的短链烃较多，特高温度下 C—H 键开始断裂，干酪根逐渐石墨化[1−3, 21−23]。

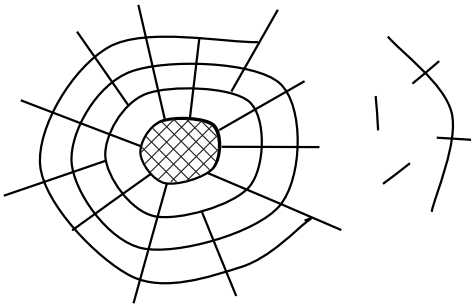

图 2　沉积有机质的分解
Fig. 2　Decomposition of sedimentary organic matter

干酪根并不是直接生成油滴或气泡，而是将分解出的烃分子直接排放到水中，形成烃的水溶液（图 3）。由于干酪根不断向水中排放烃分子，因此水的烃浓度会不断升高。如果烃浓度低于烃在水中的溶解度，则不会有油滴或气泡形成。幸运的是，烃在水中的溶解度非常低[1, 24]，因此很容易形成烃的过饱和水溶液。过饱和水溶液很不稳定，烃分子容易聚集和凝结成分子团，并且越聚越大，最后形成油滴或气泡。但是，形成油滴需要种子，也就是

“核”。很显然，种子就在某些个干酪根颗粒上，不是所有的干酪根颗粒上都有种子。烃分子围绕着种子不断生长，形成大的油滴或气泡，浮力使其脱离母体并向上运移，然后种子继续生长，形成下一个油滴或气泡。这个过程与汽水瓶中的气泡形成过程完全一样。油滴只能向上脱离母体，不可能向下脱离母体。向上脱离母体后的油滴，再掉头向下进行倒灌，缺少动力的驱动。

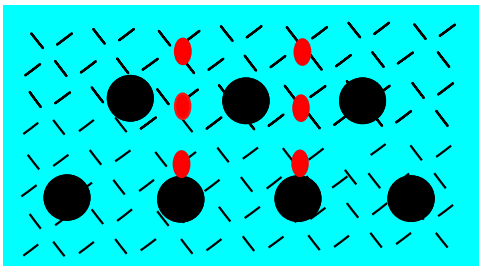

图 3　干酪根颗粒—烃溶液—油滴生成
Fig. 3　Kerogen particles-solution of oil droplets hydrocarbon-generation

由于烃源岩生烃的速度非常慢，需要几十万年甚至几百万年才能完成生烃过程，因此油气只能以油滴或气泡的形式排出烃源岩，这与湖底淤泥排出沼气的形式完全相同。

2　运移与流动

运移与流动是两个完全不同的概念，油气运移(migration)并不是油气流动(flow)。运移是离散介质的位置变化，油滴的移动就叫运移，油滴前后都不是油，而是水(图 4a)。流动是连续介质的位置变化，前后都是同一种流体，如水流(图 4b)。流动是连续流，运移是离散流或滴流。流动是压(势)差驱动的结果，图 4b 中的 p_1 必须大于 p_2 才能产生流动。运移不需要压差，只需要浮力即可，图 4a 中的油滴运移不需要 p_1 大于 p_2，在 p_1 等于 p_2 的情况下油滴依然可以运移。油气运移与鸟类的迁徙(migration)类似，都属于离散介质的位置移动，二者使用同一个单词。高空中的雨滴下落到地面，并不是因为高空中的压力比地面高，而是因为重力作用的结果。开采过程中的油气为连续相，所以通常说油气流动，而不说油气运移。成藏过程中的油气为离散相，所以通常说油气运移，而不说油气流动。但很多人把油气运移当成油气流动进行研究，说油气运移需要压差的驱动，显然犯了一个概念错误。

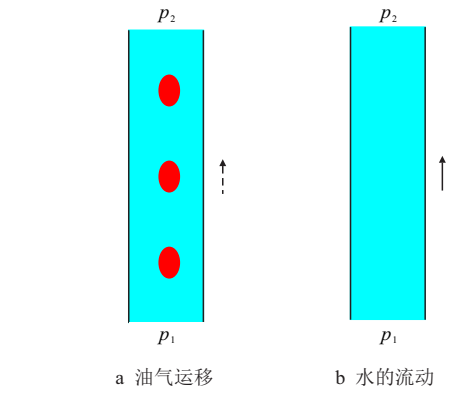

图 4　油气运移和水的流动
Fig. 4　Migration of oil and gas and flow of water

流动与运移的另外一个区别就是，流动的速度快，因为压差大、动力强；运移的速度慢，因为浮力小、动力弱，只能以滴流的形式进行。流动是从高压向低压进行的，但低压并不是只有一个方向，而是有很多方向，因此，流动方向也不止一个，而是有很多个，即流动是可以分叉的，河流入海口的分流河道就是流动分叉的证据。但运移不需要压差，只需要微弱的浮力(或重力)，浮力的方向只有一个，因此，运移的方向也只有一个，即向上运移，遇到障碍后再转为侧向上运移，但不会分叉。油气运移不是压差驱动的连续流，而是浮力驱动的离散流，因此，不能用连续流的势理论来研究油气运移问题。自来水的流动可以是连续流，也可以是滴流，连续流压力大，水流急，四处飞溅，流动分叉；滴流的速度慢，只能有一条运移路线，即阻力最小的方向，见图 5。

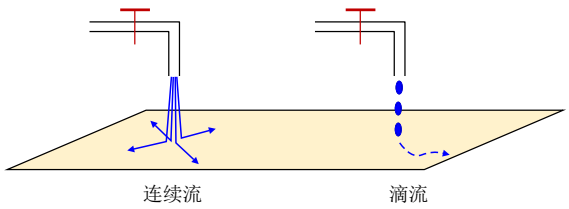

图 5　连续流与滴流
Fig. 5　Continuous flow and dripping

3　油气倒灌

油气运移只能以滴流的形式进行，不可能以连续流的形式进行。由于油气比水轻，因此油气只能在浮力的作用下向上运移。但若烃源岩存在超压(异常高压)，在烃源岩与上、下地层之间即建立起了压差，此时油气既可以向上(包括侧向上)流动，

也可以向下(包括侧向下)流动，向下流动就是所谓的倒灌(图 6)。油气倒灌属于压差驱动的流动，而不是浮力驱动的运移。超压是地质学术语，油藏工程习惯叫异常高压[25]。

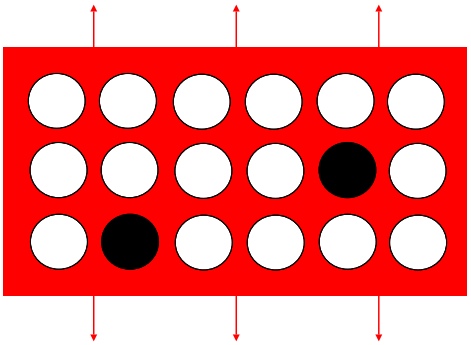

图 6　油气倒灌

Fig. 6　Downward flow of oil and gas

油气倒灌时，烃源岩的孔隙中必定饱和了油，否则，油水共存必然产生重力分异，形成油上水下的流体分布，此时倒灌的应该是水，而不是油。

让烃源岩孔隙中饱和油是不可能的，因为它生不出这么多的油。干酪根只有一部分会转化成油气[26]，若 TOC 为 1%，100 个孔隙中连一个孔隙都填不满油气，不聚集根本没有开采价值。

烃源岩不仅生不出这么多的油，也根本不会有超压，油气倒灌的动力并不存在。烃源岩(泥岩)是如何产生超压的，目前主要有两种观点：一个是欠压实导致的超压，另一个是生烃导致的超压。其实，泥岩是一个开放的地层，上下都与更大孔隙的地层相连，其中的超压很容易通过排水而释放掉(图7)。欠压实理论认为泥岩物性差，压实过程因排水不畅而憋压，这个观点显然不正确[27]。如果泥岩不能排水，生烃后也就不能排烃，地下也就没有油气聚集成藏了，这与事实完全不符。生烃增压理论认为泥岩生烃过程会产生超压[1−3]，这个观点也不正确。泥岩中生成的油滴(图7a)，在浮力的作用下会向上运移并排出烃源岩(图7b)，也就不可能憋压。即使油滴不排出烃源岩，也只能在原地膨胀变大，膨胀向周围进行，并不会导致油滴的移动(图7c)。只有浮力才有方向，才能牵引油滴向上运移。烃源岩是一边生烃一边排烃的，而且生烃的速度极慢，不可能憋压，迄今为止也没有实测压力数据支持泥岩超压的说法。浮力并不允许油滴静止不动，因此图7c的情形是不存在的。煤岩地层的有机质含量高，生烃量大，没有出现超压；泥岩地层的有机质含量低，生烃量小，更不可能出现超压。所谓的烃源岩超压，都是根据声波时差测井资料通过等效深度法计算出来的，即高声波时差层段对应高孔隙度层段，高孔隙度层段对应超压层段，也即地层超压导致了高孔隙度，高孔隙度导致了高声波时差。实际上，异常高压地层的孔隙度并不见得高，异常低压地层的孔隙度也不见得低。很多异常高压油气藏的孔隙度都很低，因为高孔隙度地层的密封性差，不容易憋压。高声波时差是由固体骨架的性质和有机质含量引起的[28]，却被误解为了高孔隙度，高孔隙度又被误解为了高流体压力。虽然疏松土介质的孔隙度随压力而变化，但岩石为致密介质，其孔隙度与压力无关，只与骨架颗粒的排列方式和粒度分布有关。把浅层土介质的孔隙度变化规律错误地应用到深层岩石上面，必然得出地层岩石都是超压的结论。实际上，绝大多数的地层岩石都是正常压力，只有极少数的地层岩石因油气聚集而出现了超压。声波时差曲线通常都是波动幅度较大的曲线，而地层压力曲线通常都是直线，也充分说明了地层压力与声波时差没有关系。实践证明，等效深度法并不等效[29]。

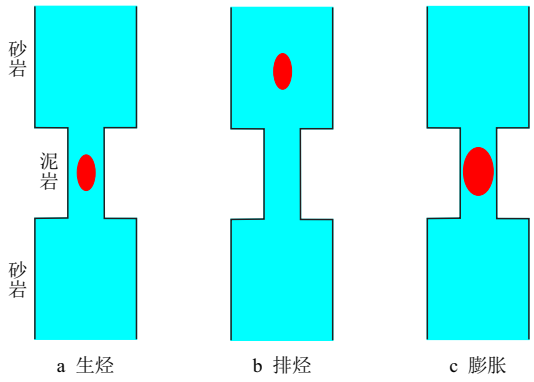

图 7　地层岩石孔隙连通图及生排烃

Fig. 7　Pore net, generation and expulsion of hydrocarbon in formation rock

人们为何会有生烃增压的想法呢？主要是基于室内的生烃实验。实验时把干酪根放入密闭的生烃室(黄金管)中，瞬间加热到 400~600 °C，在 15~24 h 内完成生烃过程，实验不仅生烃了，而且还增压了。干酪根固体变成流体，密度减小，体积增大，若不限制体积，也不会增压，由于黄金管封闭，限制了体积变化，因而增压了。但是，室内的生烃实验条件与地下完全不同，实验并没有完全模拟地下的生烃过程：第一，实验时干酪根比较集中，而烃源岩的干酪根比较分散；第二，生烃实验是封闭环境，限制了体

积变化，而烃源岩是开放环境，对体积变化没有限制；第三，实验生烃时间短暂，而烃源岩的生烃时间漫长；第四，实验温度突然升高，而烃源岩的温度缓慢升高，并且实验温度远高于地层温度。由于存在这些差别，很难把实验结果外推到地层条件，并断定烃源岩也会因生烃而增压。

单位面积油滴在水中受到的浮力为

$$\Delta p_{\mathrm{u}} = (\rho_{\mathrm{w}} - \rho_{\mathrm{o}})\,g\Delta h_{\mathrm{o}} = \Delta\rho_{\mathrm{wo}} g \Delta h_{\mathrm{o}} \tag{1}$$

式中：Δp_{u}—单位面积油滴受到的浮力，MPa；

ρ_{w}—地层水的密度，g/cm^3；

ρ_{o}—原油的密度，g/cm^3；

$\Delta\rho_{\mathrm{wo}}$—水油密度差，g/cm^3；

g—重力加速度，g=9.81 m/s^2；

Δh_{o}—油滴的高度，km。

浮力在油滴上产生的压力梯度为

$$\frac{\Delta p_{\mathrm{u}}}{\Delta h_{\mathrm{o}}} = \Delta\rho_{\mathrm{wo}} g \tag{2}$$

这个压力梯度拖着油滴向上运移。若要让油滴向下运移，地层水必须向下流动，给油滴施加一个向下的压力梯度，其数值至少超过浮力产生的向上的压力梯度，即地层水向下流动的最小压力梯度为

$$\frac{\Delta p_{\mathrm{d}}}{\Delta h_{\mathrm{o}}} = \Delta\rho_{\mathrm{wo}} g \tag{3}$$

式中：Δp_{d}—油滴受到的水的向下压差，MPa。

因此，地层水向下流动的渗流速度必须达到

$$V_{\mathrm{w}} = \frac{K}{\mu_{\mathrm{w}}}\frac{\Delta p_{\mathrm{d}}}{\Delta h_{\mathrm{o}}} = \frac{K}{\mu_{\mathrm{w}}}\Delta\rho_{\mathrm{wo}} g \tag{4}$$

式中：V_{w}—地层水的渗流速度，m/Ms；

K—地层渗透率，D；

μ_{w}—地层水的黏度，mPa·s。

若水油密度差为 0.4 g/cm^3，则由式(3)计算的地层水向下流动的压力(势)梯度为 3.92 MPa/km，即 100 m 厚的地层至少需要 0.392 MPa 的压差才能让油滴向下流动。若地层渗透率为 1 mD，地层水黏度为 0.5 mPa·s，则由式(4)计算的渗流速度为 0.007 84 m/Ms，即 10 km^2 的烃源岩每天需向下排水 6 770 m^3。若烃源岩排烃时间为 10×10^4 a，则总共向下排水 $2\,470\times10^8$ m^3。问题来了，烃源岩有这么多的水可排吗？地层水排到下面去，哪里可以容纳这么多的水？烃源岩下方地层为封闭环境，上方地层与地面连通为开放环境，显然向上排水容易，向下排水困难。既然向上排水比向下排水容易，烃源岩为何要向下排水呢？若烃源岩向下排水，下面的地层必然会出现超压，这与事实完全不符，说明烃源岩并没有向下排水，油气倒灌自然也不会发生。

也有人认为油气倒灌是通过垂向断层进行的[30−33]，断层的渗透率非常高，若渗透率为 10 D，则由式(4)计算的渗流速度为 78.400 00 m/Ms，即每天向下流动 6.77 m，这么高的渗流速度肯定要向下排出巨量的水，这种事情当然也不会发生。况且，断层事先都灌满了水，油气进入之后肯定要向上运移，为何要向下运移呢？在加长矿泉水瓶的水中滴入一滴油，即刻就能看到油滴向上运移，绝不可能看到油滴向下运移。另外，油气是如何运移进入垂向断层的呢？既然油气可以水平运移进入垂向断层，为何不能垂向运移进入上覆地层呢？水平方向没有压力梯度，水平运移的动力明显弱于垂向运移的动力，垂向有浮力作为运移动力，油气会沿着最难流动的方向进行运移吗？当然不会。根据 Darcy 定律，压力梯度决定运移的方向，渗透率决定运移的快慢，油气倒灌显然违背了渗流力学的基本原理。

问题的关键是，地层水向下流动的压力梯度，即烃源岩向下排水的动力或超压从何处而来？

4 超压地层

什么样的地层会出现超压呢？答案只有一个，只有封闭的地层才会出现超压，开放的地层不会出现超压，因为流体的流动会平衡地层压力。打开瓶盖的汽水瓶不会出现超压，拧紧瓶盖的汽水瓶才会出现超压。地层也都是如汽水瓶一样的容器，只是靠孔隙储存流体而已，但地层没有瓶盖一样的东西来封闭流体。泥岩地层为开放地层，当然不会出现超压(图8)。若地层水因某种原因超压了，则会在压差的驱动下向外流动，从而把超压释放掉。

假设地层水的静水压力为 10 MPa，超压后的地层压力达到 20 MPa，压力系数为 2.0。显然，地层压力比周围地层高了 10 MPa，即超压 10 MPa。水在地层孔隙中的流动满足 Poiseuille 公式[34]

$$q = \frac{\pi r^4}{8\mu_{\mathrm{w}}}\frac{\Delta p}{\Delta h} \tag{5}$$

式中：Δp—孔隙两端的压差，即超压值，MPa；

Δh—孔隙的长度，即地层厚度，m；

r—孔隙(毛细管)半径，μm；

q—孔隙中水的流量，m^3/Ps。

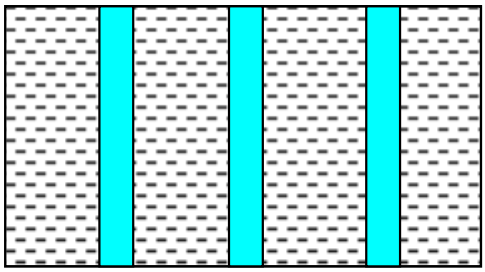

图 8　泥岩地层孔隙排水
Fig. 8　Expulsion of water in mudstone pores

超压地层中的水会按照式(5)向外流动，再结合物质平衡方程，就可以计算出地层超压的释放曲线(图9)。对于孔隙半径为 10 nm、厚度为 50 m 的地层，2.0 的超压在不到 2 000 a 的时间内就释放完了，从而成为了常压地层。这个时间在地质历史上就是一瞬，换句话说，地层中的超压无法长期保存，或者说现在的泥岩地层中根本不存在超压。

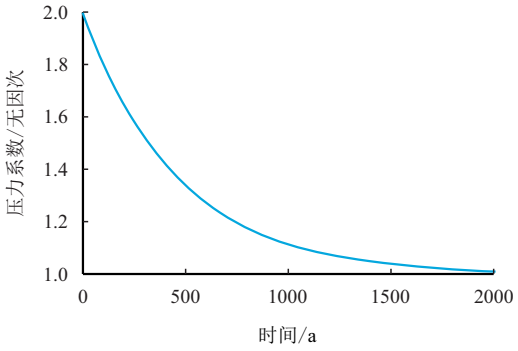

图 9　地层超压释放曲线
Fig. 9　Release curve of formation overpressure

有人说盆地快速沉积或差异压实会因排水不及时而导致地层超压。其实，盆地沉积的速度或地层压实的速度都赶不上水流的速度，与地层水的黏度相比，多孔介质岩石产生流变的黏度为天文数字[35]，二者不能相提并论。也就是说，地层岩石憋压的速度赶不上地层水泄压的速度，以至于人们很少能够测量到地层水的超压。目前所说的泥岩超压，都是用声波时差计算出来的[36]，并不真实存在。

泥岩地层孔隙中的水不会超压(图8)，因为水与外面地层连通，会及时平衡地层压力。若图 8 地层孔隙中的水换成油，当然也不会超压。连续相的流体都不会超压，都能通过流体的流动来自动平衡地层压力。当然，泥岩地层的孔隙中不会都是油，但可以都是水。

对于均质的地层或均匀的孔隙，不管是砂岩还是泥岩，都不会有油，因为油会在浮力的作用下运移出去。砂岩与泥岩的主要区别就是砂岩的孔隙大，泥岩的孔隙小。砂岩与泥岩组合在一起即成为非均质地层，图10 就是由生储盖组合起来形成的非均质地层油气运移聚集机理图。非均质地层的孔隙为非均匀孔隙，当初也都饱和了地层水。当油滴从烃源岩小孔隙向储集层大孔隙运移时，没有任何障碍，连门槛压力都没有，可以顺利进入储集层。但是，当油滴从储集层大孔隙向盖层小孔隙运移时就有障碍了，毛管压力卡住了油滴，油滴无法继续运移，只好聚集起来形成油气藏(图10)。盖层是通过毛管压力封堵油气的[37]，毛管压力起到了汽水瓶盖的作用。毛管压力对油气运移不起作用，是因为均匀孔隙中油滴顶、底端的毛管压力大小相等，方向相反，其合力为 0，但毛管压力对油气聚集成藏却起到了至关重要的作用。油气可以由小孔隙运移进入大孔隙，却不能由大孔隙运移进入小孔隙，这就是油气运移的奇妙之处，也是油气能够聚集成藏的理论基础。

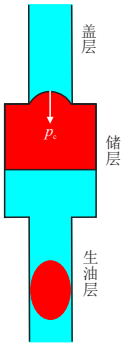

图 10　油气运移聚集机理
Fig. 10　Sketch of migration and accumulation mechanism of oil and gas

当岩石亲水时，毛管压力朝下，可以封堵油气；当岩石亲油时，毛管压力朝上，不仅不能封堵油气，还加速了油气的散失。因此，地层岩石的亲水性成就了石油工业[37]。当然，油气必须在非均质地层中才能聚集成藏，地层的非均质性也是油气聚集成藏的必要条件，均质地层不能聚集油气。

图10 中的储集层孔隙没有灌满油气，油、水相压力相差不大，不足以形成超压。当烃源岩生成的油气继续运移进入储集层，并且越聚越多，储集层灌满油气之后，油的压力最终超过地层水而形成超压，超出的部分被毛管压力所抵消(图 11)。油气超压是油滴聚并、油气聚集的结果。油气超压，地层水并未超压，仍是常压。地层水为连续相，超压很

容易被释放，而油气被地层水分割包围，容易形成超压。如果油气继续进入，以至于油水压差超过了盖层的毛管压力，盖层则会散失一部分油气，以保证压力的平衡。超压并不会压裂地层，因为所有孔隙同时超压，一个孔隙超压被周围孔隙的超压所平衡。盖层的毛管压力大小决定了储集层的储油限度，也决定了储集层的超压幅度。储集层超压，烃源岩并未超压。烃源岩生成的油气都运移走了，因而不会出现超压，烃源岩因生烃而增加的压力都转移为储集层的超压了。烃源岩中的常压油气能够在储集层中形成超压油气藏，或者烃源岩中的低压油气能够在储集层中形成高压油气藏，这就是石油科学最神奇的地方。如果油气运移是连续流，地层中就没有油水界面和毛管压力了，也就不会有油气聚集和超压形成了，这与事实完全不符。很多人用压差驱动的连续流来分析油气运移过程，认为油气藏超压了，烃源岩就必定超压，而且超压幅度更大，显然是对油气运移和成藏机理的深度误解。由于有机质生气的体积增量比生油大，因此，超压气藏也比超压油藏多。超压只是一种暂时的压力状态，时间长了就会释放而成为常压，因为油气会通过分子扩散作用慢慢散失掉。因此，新生的超压油气藏比古油气藏多。

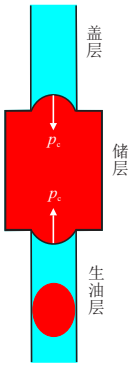

图 11　地层超压形成机理图

Fig. 11　Sketch of overpressuring mechanism of formation

所谓的封闭地层，只是针对油气而言的，泥岩地层并不能封堵地层水，只能封堵油气。泥岩是隔油层，而不是隔水层，水可以穿过泥岩地层自由流动。泥岩地层也不能封堵油气分子，只能封堵油气相，这也是石油科学很奇特的地方。储集层砂体越小，密封性就越好，越容易形成封闭地层。储集层砂体越大，密封性就越差，越不容易形成封闭地层。

页岩是由无数个厘米或毫米量级的微型砂岩地层(砂条)和泥岩地层(基质)交互层叠形成的岩石类型，砂条为微储层，基质为盖层和生油层，砂条镶嵌在泥岩之中成为微型岩性圈闭(图 12)[38]。有些页岩中的微裂缝、微孔洞和碳酸盐岩条带也可以作为微储层。若沉积有机质发育了大量孔隙，也可以成为微储层。页岩的宏观分层现象不明显，微观分层现象明显，页理是其显著特征。基质生成的油气短距离运移进入砂条后聚集起来，成为页岩油气藏。页岩地层的生储盖配置良好。页岩油气藏宏观上为自生自储，微观上为异地成藏。页岩油气藏是由无数个微型岩性油气藏组成的大型油气藏，属于典型的离散型油气藏。砂条之间的孔隙连通，油气不连通，砂条是基本的储集单元。砂条是尺度极小的砂体，密封性能极好，油气不容易散失，以至于很多页岩油气藏都具有异常高压。页岩本身也是烃源岩，页岩生成的油气，一部分在页岩内部聚集起来形成油气藏，即源内成藏；一部分运移出来在页岩外面聚集起来形成油气藏，即源外成藏，其余的就都散失掉了。地质构造不是页岩油气分布的控制因素，即不是页岩地层的高部位含油、低部位含水。页岩是非均质泥岩，泥岩是均质页岩，均质泥岩无法聚集油气，非均质页岩可以聚集油气。页岩的渗透性极差，开采页岩油气必须采用水平井加多级压裂的方式把尽量多的砂条连通起来才有产量。

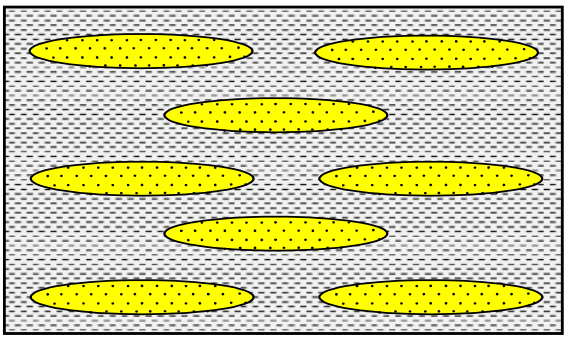

图 12　页岩地层结构图

Fig. 12　Internal structure of shale formation

由上面的分析可以看出，泥岩中没有油气，也不存在超压。但石油地质和测井研究人员经常通过声波时差测井资料把泥岩地层的压力预测成超压[1, 39–40]，并将其用于指导钻井作业，钻井人员会根据超压数据提高泥浆密度，以避免钻井过程中发生井喷。泥岩的渗透性极差，不可能发生井喷，提高泥浆密度必然就提高了钻井作业的风险，油井可能因此会被压漏而酿成工程事故。矿场上的惨痛教

训需要科研人员汲取。科研人员只进行压力预测，而不进行实践检验的研究方法是不可取的。虽然泥岩地层的压力不容易实测，但关井时间足够长，比如关井 10 a，还是可以测量到的，为何大家只演绎故事、而不去实测地层压力进行验证呢？有人用页岩油气的压力进行验证，也有人用泥岩中砂岩夹层油气的压力进行验证，其实都是不正确的。封闭地层的油气可以超压，但地层水不会超压，必须用地层水的实测压力进行验证才能说明问题。实际上，泥岩地层的压力根本不需要实测，测量了上、下砂岩地层的压力之后，中间插值就是泥岩地层的压力。泥岩地层的压力与上、下砂岩地层的压力是平衡的，若不平衡，就会有流体流动，很快就会达到平衡。用声波时差预测地层压力不仅缺乏科学依据，还会误导生产实践。

如果区域性的巨厚膏盐岩层把盆地分割成了上、下两个地层系统，下面则成了完全封闭的地层系统[41]，膏盐岩层非常致密，不仅能封堵油气，还能封堵地层水。这样一来，下面的地层系统因为压实过程无法排水就会整体出现超压(图 13)。自然界中的膏盐封隔并不多，常见的封隔还是泥岩封隔。

如果盆地存在区域性的异常低压，封闭地层中的油气相对于地层水来说依然会出现相对超压。如鄂尔多斯盆地的地层水压力系数为 0.70 左右，而页岩油的压力系数为 0.85[26]，虽然压力系数都很低，但页岩油却出现了相对超压。

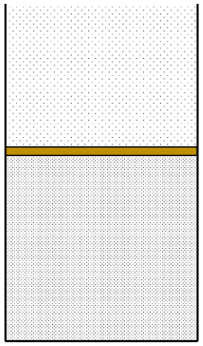

图 13　膏盐岩层封堵形成超压
Fig. 13　Overpressure by gypsum salt seal

5　油气运移实验

由于烃源岩的生烃速度极慢，热演化生烃深度极大，因此，自然界中的油气运移过程很难直接观察。很多研究人员对油气运移过程进行了室内物理模拟[20, 42−45]，试图再现自然条件下的油气运移，以便了解油气运移和聚集成藏过程。初衷都很好，但结果却出现了较大的偏差。

王先生设计了两个油气倒灌物理模拟实验[20]：以断裂为运移通道的实验模型和以骨架砂体为运移通道的实验模型。两个实验的原理都是一样的，只是倒灌的通道不同，一个是断层，一个是砂体，实验结果显示了油气可以倒灌。

图 14 是以骨架砂体为运移通道的油气倒灌物理模型，实验先给模型饱和水，然后从进口处连续注入油，充注 475 min 后，油在模型中的分布清晰可见。很明显，①号和②号砂层中的油，运移到充填骨架砂的断层处，都向下流动了一定距离，即产生了油气倒灌。王先生说这个实验结果为油气倒灌提供了理论支持[20]。

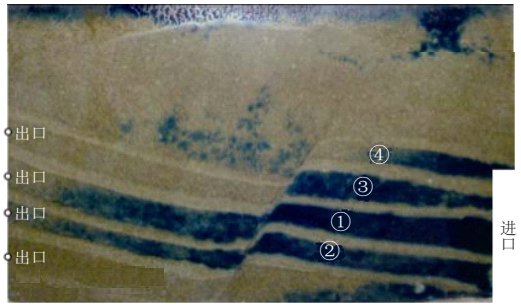

图 14　王先生的油气倒灌实验
Fig. 14　Experimental model of Mr. Wang

王先生的实验采用 0.16 mL/min 的充注速率和恒定的泵压为模型充注油，在整个实验过程中入口处的压力是逐渐升高的，最高达到 30~40 Pa，压力升高是因为砂层中的油越来越多、渗流阻力不断增大的缘故。王先生的结论中有一条，压差是油气发生倒灌的动力[20]。

从王先生的论文中可以看出，王先生研究的不是油气运移，而是油气流动，充注压力高，流动速率大，油气可以向周围的每一个方向流动，只是阻力小的方向流动快、阻力大的方向流动慢而已，断层和骨架砂都是渗透率高、渗流阻力小的地方，油气在此处发生倒灌属于正常现象，并不违反渗流力学的基本原理。但不能因此就断定地下也会发生油气倒灌，因为地下没人去给油气加压让它成为连续流。注气井注气就是油气倒灌的例子，但自然界中并不会发生。

目前的室内物理模拟实验，基本都是压差驱动的流动，而不是油气运移的滴流。建议以后的物理

模拟实验，在模型底部注入一滴油，间隔一定时间之后再注入一滴油，然后观察油气运移的情况，实验过程要模拟地下的实际情况才有意义。

6 生储盖组合

油气往往生成于致密的细粒烃源岩(泥岩)中，生成的油气首先必须从烃源岩运移出来，然后在储集层中沿着上倾方向继续运移，并最终在圈闭中聚集起来形成油气藏(图 15)。油气从烃源岩向储集层的运移，即烃源岩中的运移，为初次运移；油气在储集层中的运移为二次运移[1]。油气运移的动力为浮力，因此，油气在地层中的运移总是向上或侧向上的。

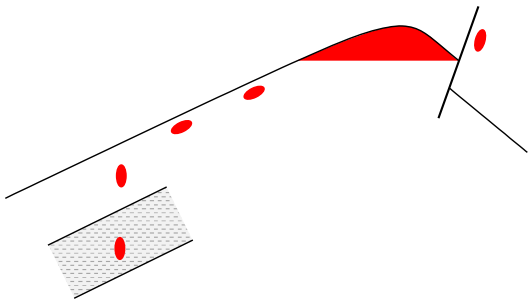

图 15 油气运移聚集图

Fig. 15 Migration and accumulation of oil and gas

由于油气运移总是向上或侧向上的，因此，烃源岩必须位于储集层的下方，盖层必须位于储集层的上方，这样的生储盖组合模式即为下生上储式，也叫正常式。能够产生油气倒灌的生储盖组合模式必定是上生下储式[2−3]，也叫顶生式。根据前面的分析可知，油气倒灌不可能发生，因此上生下储式并不真实存在，应该从石油地质学中删除。

人们为何会有油气倒灌的想法呢？主要是在某些油气藏的下方没有找到烃源岩，尤其是一些基岩油气藏更是如此[46]，因此提出了上生下储的组合模式，即这些油气藏的烃源岩都位于储集层的上方，它们生成的油气是通过倒灌运移到下方储集层中聚集成藏的。

这里有一个认识误区，就是把烃源岩误以为必须位于油气藏的正下方，实际上很多油气藏的烃源岩都位于油气藏的侧下方。油气藏的范围通常很小，可以认为是一个点，如图 16 中的 R 处，而烃源岩的范围通常都很大，可以认为是一个面，如图 16 中的 S。

当探井 T 发现油藏 R 后，会在井点处取样进行油源对比分析，油藏 R 的油与 A 点的油具有相似性，加上 R 下面没有烃源岩，于是就认为 R 的油来自上方的 A 点，与 A 点同源，油气倒灌因此就发生了。

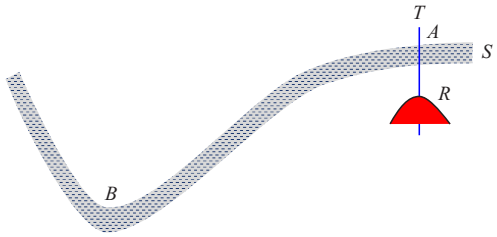

图 16 源储关系图

Fig. 16 Spatial relationship of source and reservoir

其实，把视域扩大后情况就不同了，R 点的油与 B 点也同源，这样就可以得出侧向运移的认识，因为 B 点在 R 点的侧下方，下生上储模式依然成立，并不需要油气倒灌。通常所说的侧向运移是指侧向上运移。可是，B 点通常位于凹陷处，一般不会打探井，也取不到资料，于是有人就认定 R 点的油来自于 A 点。在没有第三个样品作参照的情况下，任何两个样品都有相似性，但相似不代表同源，可见倒灌属于认识有误。辽河的兴隆台太古宇变质岩古潜山内幕油藏[47] 和任丘油田中上元古界雾迷山组古潜山油藏[48] 都是侧向运移的结果，很多所谓的倒灌成藏的油气藏都能找到侧向运移的源储关系[49]。只要人们想到了侧向运移，就不会去想油气倒灌了。侧向运移成藏模式可以是古生新储，也可以是新生古储，时间关系并不重要，空间关系才是关键。

出现上生下储的另外一个原因是只把最优质的烃源岩当成烃源岩了，其实油藏下面的普通烃源岩也会生烃，只要大面积生烃小范围聚集，就可以形成油气藏。

由于轻烃散失少，源内成藏的页岩油通常较轻，气油比通常较高。源外正常运移成藏的油，经过多次分异和差异聚集之后，油质通常较重，气油比通常较低，如图 17 所示。

若是倒灌成藏，则没有分异，源内源外成藏的油品应比较接近。可是，就目前发现的所谓倒灌成藏的油，都与源内油差别较大，可见也是经过分异了的，并不是直接倒灌成藏。最为致命的问题是，若油气能够穿过盖层倒灌成藏，盖层又是如何封堵油气的呢？这势必又会让油气成藏问题陷入无解的

境地。

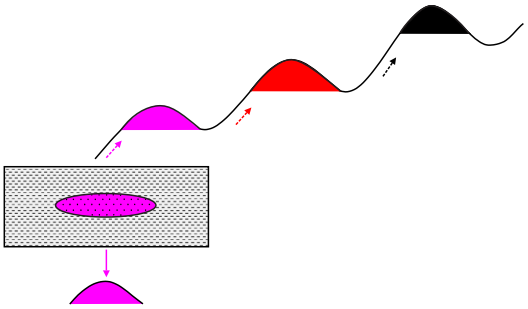

图 17　差异聚集与倒灌成藏

Fig. 17　Reservoirs through differential accumulation and downward flow

7 结　论

1）运移与流动不同，流动需要压差驱动，运移不需要压差驱动，油气运移是浮力作用下的离散流或滴流。

2）油气可以向上运移，油气倒灌不会发生，因为缺少动力的驱动。

3）室内实验没有模拟地下情况，压差大，流速高，属于油气流动，而非油气运移。

4）泥岩地层为开放地层，并不存在超压，地层水通过流动可以平衡地层压力。

5）油气被地层水分割包围，可以出现超压，超压部分被毛管压力所平衡。

6）上生下储式并不存在，烃源岩不一定位于油气藏的正下方，侧向运移也可以实现油气成藏。

参考文献

[1] 李明诚. 石油与天然气运移[M]. 3 版. 北京：石油工业出版社，2004.
LI Mingcheng. Oil and gas migration[M]. 3rd Ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

[2] 伍友佳，蔡正旗. 油藏地质学[M]. 北京：石油工业出版社，2000.
WU Youjia, CAI Zhengqi. Reservoir geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2000.

[3] 张厚福，方朝亮，高先志，等. 石油地质学[M]. 北京：石油工业出版社，1999.
ZHANG Houfu, FANG Chaoliang, GAO Xianzhi, et al. Petroleum geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1999.

[4] 付广，王有功. 三肇凹陷青山口组源岩生成油向下“倒灌”运移层位及其研究意义[J]. 沉积学报，2008，26(2)：355−360. doi：10.14027/j.cnki.cjxb.200802015
FU Guang, WANG Yougong. Migration horizons downward of oil from K1qn source rock of F–Y oil layer in Sanzhao Depression and its significance[J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2008, 26(2): 355–360. doi: 10.14027/j.cnki.cjxb.200802015

[5] 迟元林，萧德铭，殷进垠. 松辽盆地三肇地区上生下储“注入式”成藏机制[J]. 地质学报，2000，74(4)：371−377.
CHI Yuanlin, XIAO Deming, YIN Jinyin. The injection pattern of oil and gas migration and accumulation in the Sanzhao Area of Songliao Basin[J]. Acta Geologica Sinica, 2000, 74(4): 371–377.

[6] 于洋. 上生下储倒灌式油气运聚成藏空间预测方法及其应用[J]. 大庆石油地质与开发，2021，40(6)：44−51. doi：10.19597/J.ISSN.1000-3754.202009037
YU Yang. Predicting method of migration and accumulation space of the hydrocarbon reversed in upper source-lower reservoir combination and its application[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2021, 40(6): 44–51. doi: 10.19597/J.ISSN.1000-3754.202009-037

[7] 巨世昌，赵靖舟. 浅谈推动油气“倒灌”运移的动力计算方法——以松辽盆地三肇地区扶杨油层为例[J]. 非常规油气，2014，1(3)：25−28.
JU Shichang, ZHAO Jingzhou. Discussion on the calculation method of the dynamics of promoting oil & gas “reversed migration”—A case of the Fuyang oil layer in the Sanzhao Area[J]. Unconventional Oil & Gas, 2014, 1(3): 25–28.

[8] 杨喜贵，付广. 松辽盆地北部扶杨油层油气成藏与分布的主控因素[J]. 特种油气藏，2002，9(2)：8−11.
YANG Xigui, FU Guang. Dominating factors of forming and distribution of Fuyang reservoirs in north of Songliao Basin[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2002, 9(2): 8–11.

[9] 史建南，郑荣才，冯青平，等. 川东北长兴组埋藏白云石化流体来源与油气倒灌式成藏[J]. 天然气工业，2009，29(3)：5−8. doi：10.3787/j.issn.1000-0976.2009.03.002
SHI Jiannan, ZHENG Rongcai, FENG Qingping, et al. Fluid origin of burial dolomitization and hydrocarbon accumulation model of backward charging in Changxing Formation, NE Sichuan Basin[J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(3): 5–8. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2009.03.-002

[10] 陈文正. 再论四川盆地威远震旦系气藏的气源[J]. 天然气工业，1992，12(6)：28−32.
CHEN Wenzheng. Discussing again on the source of Sinian gas pool in Weiyuan Gas Field in Sichuan Basin[J].

Natural Gas Industry, 1992, 12(6): 28–32.

[11] 刘爱田, 黎凌川, 客昆, 等. 鄂尔多斯盆地南部彬长地区长 9 成藏模式研究[J]. 辽宁化工, 2016, 45(1): 92−95. doi: 10.14029/j.cnki.issn1004-0935.2016.01.032
LIU Aitian, LI Lingchuan, QIE Kun, et al. Research on hydrocarbon accumulation patterns of Chang 9 in Binchang Area in the south of Ordos Basin[J]. Liaoning Chemical Industry, 2016, 45(1): 92–95. doi: 10.14029/j.cnki.issn1004-0935.2016.01.032

[12] 赵梅芳, 吴玮, 袁玮. 鄂尔多斯盆地富县地区长 8 段油气成藏主控因素研究[J]. 石油化工应用, 2024, 43(3): 82−85. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2024.03.017
ZHAO Meifang, WU Wei, YUAN Wei. Research on main controlling factors of oil and gas accumulation in Chang 8 member in Fuxian Area, Ordos Basin[J]. Petrochemical Industry Application, 2024, 43(3): 82–85. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2024.03.017

[13] 朱必清, 陈世加, 白艳军, 等. 鄂尔多斯盆地甘泉地区延长组长 8 段原油地球化学特征及来源[J]. 现代地质, 2022, 36(2): 742−754. doi: 10.19657/j.geoscience.1000-8527.2022.199
ZHU Biqing, CHEN Shijia, BAI Yanjun, et al. Geochemical characteristics and source of crude oil in Chang 8 Member of Yanchang Formation, Ganquan Area, Ordos Basin[J]. Geoscince, 2022, 36(2): 742–754. doi: 10.19657/j.geoscience.1000-8527.2022.199

[14] 刘显阳, 魏柳斌, 刘宝宪, 等. 鄂尔多斯盆地西南部寒武系风化壳天然气成藏特征[J]. 天然气工业, 2021, 41(4): 13−21. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.04.002
LIU Xianyang, WEI Liubin, LIU Baoxian, et al. Characteristics of natural gas accumulation in the Cambrian weathering crust in the southwestern Ordos Basin[J]. Natural Gas Industry, 2021, 41(4): 13–21. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.04.002

[15] 李佐有, 谢非, 胡天宝, 等. 鄂尔多斯盆地西缘北段奥陶系天然气成藏模式[J]. 石油化工应用, 2024, 43(1): 73−78. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2024.01.016
LI Zuoyou, XIE Fei, HU Tianbao, et al. Gas accumulation model of Ordovician in the north section of the western margin of the Ordos Basin[J]. Petrochemical Industry Application, 2024, 43(1): 73–78. doi: 10.3969/j.issn.1673-5285.2024.01.016

[16] 马立驰, 王永诗, 景安语. 渤海湾盆地济阳坳陷下古生界潜山勘探新认识与新发现[J]. 油气地质与采收率, 2021, 28(1): 10−16. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.01.002
MA Lichi, WANG Yongshi, JING Anyu. New understanding and discovery in exploration of Lower Paleozoic buried hills in Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology and Recovery Efficiency, 2021, 28(1): 10–16. doi: 10.13673/j.cnki.cn37-1359/te.2021.01.002

[17] 向立宏, 郝雪峰. 车西洼陷油气“倒灌”运移机理及最大距离预测[J]. 特种油气藏, 2016, 23(5): 34−37. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2016.05.008
XIANG Lihong, HAO Xuefeng. Hydrocarbon “downward migration” mechanism and maximum migration distance estimation in Chexi Sag[J]. Special Oil and Gas Reservoirs, 2016, 23(5): 34–37. doi: 10.3969/j.issn.1006-6535.2016.05.008

[18] 李传亮, 张景廉, 杜志敏. 油气初次运移理论新探[J]. 地学前缘, 2007, 14(4): 132−142.
LI Chuanliang, ZHANG Jinglian, DU Zhimin. New viewpoints of the primary migration of oil and gas[J]. Earth Science Frontiers, 2007, 14(4): 132–142.

[19] 李传亮. 油气倒灌不可能发生[J]. 岩性油气藏, 2009, 21(1): 6−10. doi: 10.3969/j.issn.1673-8926.2009.01.003
LI Chuanliang. Downward migration of oil and gas can not occur[J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 21(1): 6–10. doi: 10.3969/j.issn.1673-8926.2009.01.003

[20] 王永诗, 单亦先, 劳海港. 油气“倒灌”的物理模拟及其石油地质意义[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2014, 36(2): 45−50. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2012.08.30.02
WANG Yongshi, SHAN Yixian, LAO Haigang. Physical simulation of oil and gas backflow and its geological significance[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2014, 36(2): 45–50. doi: 10.11885/j.issn.1674-5086.2012.08.30.02

[21] 庞雄奇. 油气富集门限与勘探目标优选[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
PANG Xiongqi. Hydrocarben enrichment threshold and exploration targets evaluation[M]. Beijing: Science Press, 2014.

[22] 李斌, 吉鑫, 彭军, 等. 川东南涪陵地区凉高山组湖相页岩生烃潜力评价[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2023, 45(6): 43−56. doi: 10.11885/j.issn.16745086.2021.11.29.02
LI Bin, JI Xin, PENG Jun, et al. Evaluation of hydrocarbon generation potential of lacustrine shale of Lianggaoshan Formation in Fuling Area, southeastern Sichuan[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2023, 45(6): 43–56. doi: 10.11885/j.issn.16745086.2021.11.29.02

[23] 陈义才, 蒋裕强, 郭贵安, 等. 川中地区上三叠统香溪群烃源岩热演化史模拟[J]. 西南石油大学学报(自然科学版), 2007, 29(2): 57−60. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2007.02.015
CHEN Yicai, JIANG Yuqiang, GUO Guian, et al. Simulation of the source rock thermal evolution history of

Xiangxi Group[J]. Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition), 2007, 29(2): 57–60. doi: 10.3863/j.issn.1674-5086.2007.02.015

[24] PRICE L C. Aqueous solubility of petroleum as applied to its origin and primary migration[J]. AAPG Bulletin, 1976, 60(2): 213–244.

[25] 李传亮. 油藏工程原理[M]. 3 版. 北京：石油工业出版社，2017.
LI Chuanliang. Fundamentals of reservoir engineering[M]. 3rd Ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2017.

[26] 赵文智，卞从胜，李永新，等. 鄂尔多斯盆地三叠系长 7_3 亚段页岩有机质转化率、排烃效率与页岩油主富集类型[J]. 石油勘探与开发，2023，50(1)：12−23. doi：10.11698/PED.20220459
ZHAO Wenzhi, BIAN Congsheng, LI Yongxin, et al. Organic matter transformation ratio, hydrocarbon expulsion efficiency and shale oil enrichment type in Chang 7_3 shale of Upper Triassic Yanchang Formation in Ordos Basin, NW China[J]. Petroleum Exploration and Development, 2023, 50(1): 12–23. doi: 10.11698/PED.20220459

[27] 李传亮. 岩石欠压实概念质疑[J]. 新疆石油地质，2005，26(4)：450−452.
LI Chuanliang. Discussion of undercompaction of rocks[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2005, 26(4): 450–452.

[28] 齐亚林，惠潇，梁艳，等. 平衡深度法恢复鄂尔多斯盆地延长组过剩压力探讨[J]. 石油地质与工程，2014，28(5)：20−22.
QI Yalin, HUI Xiao, LIANG Yan, et al. Equilibrium depth method to restore Yanchang Formation pressure of Ordos Basin[J]. Petroleum Geology and Engineering, 2014, 28(5): 20–22.

[29] 李传亮. 等效深度法并不等效[J]. 岩性油气藏，2009，21(4)：120−123.
LI Chuanliang. Equivalent depth method is not equivalent[J]. Lithologic Reservoirs, 2009, 21(4): 120–123.

[30] 马晓红. 断裂对凹陷区上生下储油运聚成藏的控制作用——以松辽盆地三肇凹陷扶、杨油层为例[J]. 大庆石油地质与开发，2009，21(4)：120−123. doi：10.3969/J.issn.1000-3754.2013.05.005
MA Xiaohong. Controlling action of the faults over the oil migration and accumulation in combination of upper source rocks and lower reservoirs in the sag area: An example from FY oil layers in Sanzhao Sag of Songliao Basin[J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2009, 21(4): 120–123. doi: 10.3969/J.issn.1000-3754.2013.05.005

[31] 付广，张桓. 油气倒灌运移形式分布区预测方法及其应用[J]. 地质论评，2017，63(3)：822−830. doi：10.16509/j.georeview.2017.03.020
FU Guang, ZHANG Huan. Forecasting method and application of oil and gas flowing backward migration patterns in range of distribution[J]. Geological Review, 2017, 63(3): 822–830. doi: 10.16509/j.georeview.2017.03.020

[32] 袁红旗，张姗姗，于英华，等. 油气沿断裂垂向倒灌运移最大深度的研究方法及其应用[J]. 地质论评，2019，65(2)：445−452. doi：10.16509/j.georeview.2019.02.014
YUAN Hongqi, ZHANG Shanshan, YU Yinghua, et al. The research method and its application of the maximum depth of oil and gas vertically downward migration along faults[J]. Geological Review, 2019, 65(2): 445–452. doi: 10.16509/j.georeview.2019.02.014

[33] 罗群，宋子学. 油气沿断裂向下幕式运移的机理[J]. 新疆石油地质，2008，29(2)：170−171.
LUO Qun, SONG Zixue. Mechanism of episode petroleum migration along faults down[J]. Xinjiang Petroleum Geology, 2008, 29(2): 170–171.

[34] 何更生，唐海. 油层物理[M]. 2 版. 北京：石油工业出版社，2011.
HE Gengsheng, TANG Hai. Petrophysics[M]. 2nd Ed. Beijing: Petroleum Industry Press, 2011.

[35] 李传亮，孔祥言，杜志敏，等. 多孔介质的流变模型研究[J]. 力学学报，2003，35(2)：230−234. doi：10.3321/j.issn:0459-1879.2003.02.018
LI Chuanliang, KONG Xiangyan, DU Zhimin, et al. A study on the rheological model of porous media[J]. Acta Mechanica Sinica, 2003, 35(2): 230–234. doi: 10.3321/j.issn:0459-1879.2003.02.018

[36] 王志宏，李建明. 饶阳凹陷异常高压与油气成藏关系[J]. 岩性油气藏，2014，26(6)：15−19.
WANG Zhihong, LI Jianming. Abnormal high pressure and its relation to hydrocarbon accumulation in Raoyang Sag[J]. Lithologic Reservoirs, 2014, 26(6): 15–19.

[37] 李传亮，朱苏阳，刘东华. 盖层封堵油气的机理研究[J]. 岩性油气藏，2019，31(1)：12−19. doi：10.12108/yxyqc.20190102
LI Chuanliang, ZHU Suyang, LIU Donghua. Mechanism of sealing oil and gas with cap-rocks[J]. Lithologic Reservoirs, 2019, 31(1): 12–19. doi: 10.12108/yxyqc.20190102

[38] 李传亮，朱苏阳. 页岩气其实是自由气[J]. 岩性油气藏，2013，25(1)：1−3.
LI Chuanliang, ZHU Suyang. Shale gas is free gas underground[J]. Lithologic Reservoirs, 2013, 25(1): 1–3.

[39] 奇林格 G V. 异常地层压力成因与预测[M]. 北京：石油工业出版社，2004.

CHILINGER G V. Origin and prediction of abnormal formation pressures[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004.

[40] 真柄钦次. 压实与流体运移[M]. 北京：石油工业出版社，1981.
MAGARA K. Compaction and fluid migration[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1981.

[41] 李伟，喻梓靓，王雪柯，等. 中国含油气盆地深层、超深层超压盖层成因及其与超大型气田的关系[J]. 天然气工业，2020，40(2)：11−21. doi：10.3787/j.issn.1000-0976.2020.02.002
LI Wei, YU Ziliang, WANG Xueke, et al. Formation mechanisms of deep and ultra-deep overpressure cap rocks and their relationships with super large gas fields in the petroliferous basins of China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(2): 11–21. doi: 10.3787/j.issn.1000-0976.2020.02.002

[42] 郝雪峰，单亦先，劳海港. 渤海湾盆地济阳坳陷车镇凹陷西部深层油气倒灌的物理模拟实验[J]. 石油实验地质，2013，35(1)：87−91. doi：10.11781/sysydz20130115
HAO Xuefeng, SHAN Yixian, LAO Haigang. Physical modeling of petroleum downward migration: A case study of western Chezhen Sag, Jiyang Depression, Bohai Bay Basin[J]. Petroleum Geology & Experiment, 2013, 35(1): 87–91. doi: 10.11781/sysydz20130115

[43] 李元昊，刘建平，梁艳，等. 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[J]. 石油与天然气地质，2009，30(6)：706−712.
LI Yuanhao, LIU Jianping, LIANG Yan, et al. Physical simulation of hydrocarbon accumulation in low-permeability lithologic reservoirs: An example from the Yanchang Formation in the Upper Triassic of the Ordos Basin[J]. Oil & Gas Geology, 2009, 30(6): 706–712.

[44] 陆统智，曾溅辉，王濡岳，等. 柴达木盆地英西地区致密油成藏物理模拟实验[J]. 天然气地球科学，2022，33(2)：256−266. doi：10.11764/j.issn.1672-1926.2021.09.005
LU Tongzhi, ZENG Jianhui, WANG Ruyue, et al. Physical simulation experiment of tight oil accumulation in Yingxi Area, Qaidam Basin[J]. Natural Gas Geoscience, 2022, 33(2): 256–266. doi: 10.11764/j.issn.1672-1926.2021.09.005

[45] 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.
ZENG Jianhui. Experimental simulation of impacts of vertical heterogeneity on oil migration and accumulation in fining upward sands[J]. Petroleum Exploration and Development, 2000, 27(4): 102–105.

[46] PAN C H. Petroleum in basement rocks[J]. AAPG Bulletin, 1982, 66(10): 1597–1643.

[47] 孟卫工，李晓光，刘宝鸿. 辽河坳陷变质岩古潜山内幕油藏形成主控因素分析[J]. 石油与天然气地质，2007，28(5)：584−589.
MENG Weigong, LI Xiaoguang, LIU Baohong. Main factors controlling the formation of interior reservoirs in the metamorphic palaeo-buried hills of the Liaohe Depression[J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28(5): 584–589.

[48] 刘宝泉. 任丘油田古潜山晶洞油和内幕油藏原油的油源对比[J]. 石油与天然气地质，1987，8(3)：253−260.
LIU Baoquan. Research on oil source of Renqiu Oilfield buried hill miarolitic oil and inside hill reservoir oil[J]. Oil & Gas Geology, 1987, 8(3): 253–260.

[49] 付广，冯赫青. 凹陷区上生下储油侧向运移模式及油聚集——以松辽盆地三肇凹陷扶杨油层为例[J]. 岩性油气藏，2012，24(3)：11−14.
FU Guang, FENG Heqing. Lateral migration model of oil in combination of upper source rock and lower reservoir and oil accumulation in depressed area: An example from Fuyu and Yangdachengzi oil layer in Sanzhao Depression, Songliao Basin[J]. Lithologic Reservoirs, 2012, 24(3): 11–14.

作者简介

李传亮，1962 年生，男，汉族，山东嘉祥人，教授，博士，主要从事油藏工程的教学与科研工作。E-mail：cllipe@qq.com

刘东华，1983 年生，男，汉族，湖南衡阳人，工程师，硕士，主要从事油气田开发评价研究。E-mail：326761440@qq.com

编 辑：王旭东
编辑部网址：http://zk.swpuxb.com