

文章编号: 0253-2697(2014)05-795-34 DOI:10.7623/syxb201405001

叠复连续油气藏成因机制、发育模式及分布预测

庞雄奇^{1,2} 姜振学^{1,2} 黄捍东^{1,2} 陈冬霞² 姜福杰²

(1. 油气资源与探测国家重点实验室 北京 102249; 2. 中国石油大学 北京 102249)

摘要:不受浮力控制且大面积分布的油气藏自 20 世纪 80 年代被发现后受到世界各国政府和学者的高度重视,国际 SPE、SPEE、WPC 等权威机构将其命名为连续油气藏(continuous-type deposit),这类油气藏在美国的产量已占天然气总产量的三分之一并还在稳定增长,展现出广阔的勘探前景。广泛连续油气藏是一种非常规油气藏,它们是如何形成的?为什么内部高压油气层与低压油气层共存、早成油气藏与晚成油气藏共存、富油气区与含水区共存?这些问题长期以来困扰着国内外专家学者。研究表明:叠复连续油气藏发育于含油气盆地浮力成藏下限和油气成藏底限之间的局限流体动力场内,资源潜力大;叠复连续油气藏是局限流体动力场形成演化过程中不同阶段、不同动力机制形成的致密常规油气藏、致密深盆油气藏、致密复合油气藏等在时空上叠加复合而成,纵向上紧邻有效烃源岩层系分布;叠复连续油气藏内油气富集程度差异大,平面上受同一目的层段“近源-优相-低势”复合区控制。基于对 3 种致密油气藏成因机制与主控因素的揭示,建立了局限流体动力场内多要素组合控制叠复连续油气藏的形成和分布模式并研发了预测方法和评价技术。

关键词:非常规油气;致密油气藏;连续油气藏;叠复连续油气藏;油气分布预测

中图分类号:TE112.3

文献标识码:A

Formation mechanisms, distribution models, and prediction of superimposed, continuous hydrocarbon reservoirs

Pang Xiongqi^{1,2} Jiang Zhenxue^{1,2} Huang Handong^{1,2} Chen Dongxia² Jiang Fujie²

(1. State Key Laboratory of Petroleum Resources and Prospecting, Beijing 102249, China;

2. China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: Since their discovery in the 1980 s, hydrocarbon reservoirs that are widely distributed and uncontrolled by buoyancy have received great attention from governments and scholars in the world. These hydrocarbon reservoirs are named continuous-type deposit by international authorities, e. g., Society of Petroleum Engineers, Society of Petroleum Evaluation Engineers, and World Petroleum Council. Their production has accounted for one third of the total output of natural gas in the United States and is still experiencing a steady growth, showing great prospects of hydrocarbon exploration. Wide continuous-type deposit is a type of unconventional reservoirs and there have been long-term issues about its formation mechanisms as well as the coexistence of high- and low-pressure reservoirs, early- and late-formed reservoirs, or hydrocarbon-rich and water-bearing zones. In this study, the results show that superimposed, continuous hydrocarbon reservoirs with great resource potential are developed in the limited fluid dynamic field between the lower boundary of buoyancy-controlled accumulation and bottom boundary of hydrocarbon accumulation in hydrocarbon-bearing basins. These reservoirs are superposed in time and space by three types of tight reservoirs, i. e., tight conventional reservoirs, tight deep basin reservoirs and tight composite reservoirs which are developed in the limited fluid dynamic field of hydrocarbon-bearing basins at different stages with various driving forces. Vertically, the superposed reservoirs are distributed closely to bed series of effective source rocks. The degree of hydrocarbon enrichment in substantially varies in superposed, continuous reservoirs and is horizontally controlled by the near source-favorable facies-low potential composite zone of the same target interval. Based on the analysis of the formation mechanisms and major controlling factors of different tight hydrocarbon reservoirs, geological models of multi-key-factor combination controlling the formation and distribution of superimposed continuous hydrocarbon reservoirs in the limited fluid dynamic field were established.

Key words: unconventional reservoir; tight hydrocarbon reservoir; continuous-type deposit; superimposed hydrocarbon reservoirs; hydrocarbon distribution prediction

基金项目:国家重点基础研究发展计划(973)项目(2011CB201100)和国家重点基金项目(U1262205)资助。

第一作者及通信作者:庞雄奇,男,1961年7月生,1982年获江汉石油学院学士学位,1994年获中国地质大学(北京)能源系博士学位,现为中国石油大学(北京)教授、博士生导师、国家“973”项目(2011CB201100)首席科学家,主要从事盆地分析、油气资源评价、油气成藏机理方面的教学与研究工作。Email: pangxq@cup.edu.cn

1 科学问题及研究思路

1.1 科学问题

近30年来,油气勘探领域最大进展之一是在盆地深坳区或斜坡带发现了一种成片分布、储量规模巨大的致密油气藏,不同学者对其成因研究后给出了不同的概念术语,诸如深盆油气藏^[1-6]、向斜油气藏^[7-10]、致密砂岩油气藏^[11-14]、连续油气藏^[15-18]、盆地中心油气藏^[19-21]、根缘油气藏^[22]等。由于这类油气藏能够大规模经济开采且资源潜力巨大,因而日益受到各国政府和学者的关注,国际上一些权威机构包括石油工程师学会(SPE)、石油评价工程师学会(SPEE)、美国石油地质家协会(AAPG)、世界石油大会(WPC)等也于2007年联合发布相关术语,将之笼统地称为连续油气藏(continuous-type deposit)。连续致密油气藏的最大特征是其致密连续分布且表观上不受浮力控制(图1)。为什么这类油气藏的形成和分布不受浮力控制且能够如此广泛分布?为什么这类油气藏既不能用浮力成藏机制也不能完全用非浮力成藏机制解释?如何预测其形成和分布并有效地开展勘探?这些问题长期以来一直困扰着油气勘探工作者。针对上列问题展开研究,期望为连续油气藏分布预测与定量评价提供新的方法途径。

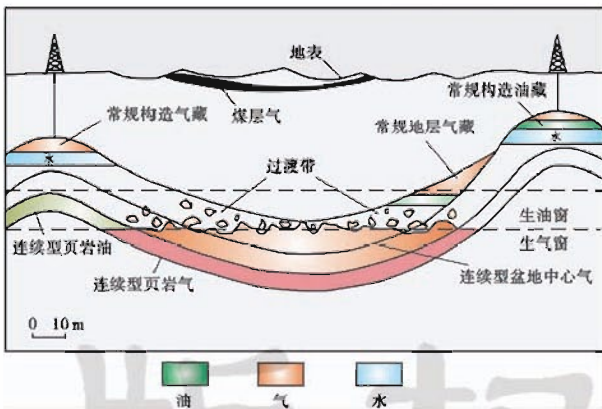


图1 含油气盆地中致密连续油气藏分布发育特征^[23]

Fig.1 Distribution and development characteristics of tight continuous hydrocarbon reservoirs in the petroliferous basin^[23]

1.2 研究思路与技术路线

从油气运、聚成藏与分布发育的地质门限研究出发,以期揭示连续致密油气藏的形成和分布规律。油气成藏与分布发育门限值指油气藏形成和分布的临界地质条件,主要从3个层面展开:①在含油气盆地内开展油气运、聚门限控藏研究,划分出不同的流体动力场,预测和评价形成叠复连续油气藏的有利领域^[24];②在有利领域内开展关键要素控藏门限研究,根据主

控因素控藏临界条件的时空组合预测和评价有利成藏区带^[25];③在有利成藏区带内开展油气富集机制与富集门限研究,根据油气来源—运、聚动力—富集岩体时空组合规律预测有利富油气甜点目标^[26]。通过从大到小、由外而内3个层次的研究,逐步缩小勘探靶区并接近最终目标,实现非常规油气藏高效勘探。

采用2条不同的技术途径研究勘探程度较高盆地内已发现连续油气藏的成因机制和分布模式:①通过剖析已发现连续致密油气藏的地质特征和主控因素,反演其成因机制并总结发育模式;②通过研究含油气盆地的发育历史,搞清油气成藏条件的变化和匹配关系,正演油气成藏过程特征与发育模式。将正演和反演的结果相互比较和印证,总结致密连续油气藏发育模式和分布规律,指导勘探程度较低和地质条件复杂盆地的非常规油气勘探(图2)。

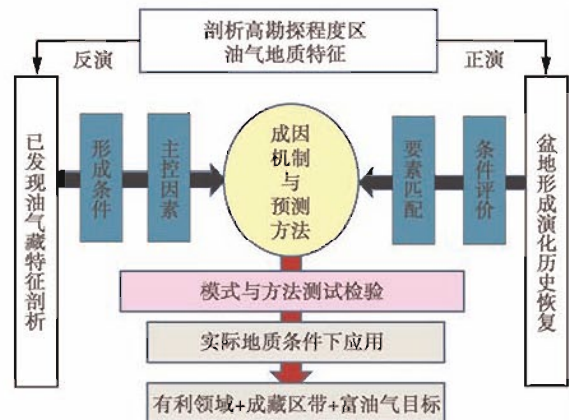


图2 叠复连续油气藏成因机制与预测方法研究技术路线

Fig.2 Technical route of the research on formation mechanism and prediction methods of superimposed continuous reservoirs

2 叠复连续油气藏地质特征

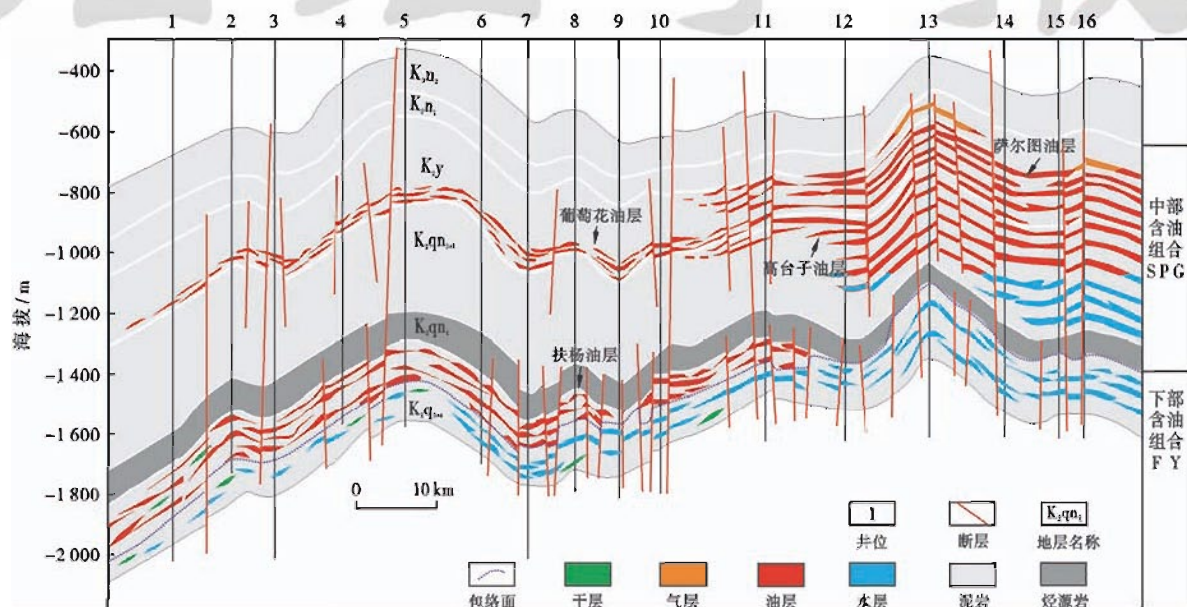
叠复连续油气藏系指广泛分布于含油气盆地、成片成带连续出现且不受浮力控制的非常规油气藏,通常与烃源岩层系共生,含油气目的层段整体致密;多见于旋回性沉积发育且构造演化较为稳定的含油气盆地。这类油气藏的形成和分布既不能用经典的浮力成藏机制予以阐述,也不能完全用非浮力成藏机制予以阐述,将之称为叠复连续油气藏:①强调它们纵向上由多套含油气目的层段构成、平面上连续成片;②强调它们在地质时期由不同阶段、不同来源、不同动力机制形成的不同类型致密油气藏的叠加复合;③不特别强调“非常规”和“致密”。叠复连续油气藏虽然整体致密,但在形成之后的演化过程中,由于构造变动的调整、储层致密性可能受到破坏,局部出现受浮力控制的改造

型常规油气藏;另外,“非常规”是一个相对于已发现的圈闭类油气藏的概念术语,随着社会对油气资源需求量加大和发现常规油气藏减少,叠复连续油气藏的勘探和开发将变为今后工作的常态。

2.1 储层普遍致密且构造高点与构造低点富油气共存

与完全受构造隆起控制的常规油气藏和完全受构造低坳区控制的深盆油气藏不同,叠复连续油气藏既在构造高部位富油气,也在构造低部位富油气。松辽盆地扶扬油层储层普遍致密,宏观背景下,油主要富集于烃源岩发育范围内,在这一范围内,构造高部位和构造低部位的致密储层内都富集了油气^[10,27](图3)。鄂

尔多斯盆地上古生界山西组1段(简称为山1段)、山西组2段(简称为山2段)、石盒子组8段(简称为盒8段)发育叠复连续致密气藏,从宏观上看,含气目的层与有效源岩层紧密相邻并分布在有效烃源岩层发育范围内,在埋深超过某一临界深度后储层普遍致密,储层孔隙度小于12%、渗透率低于1mD、孔喉半径小于2 μ m。在含油气范围内,叠复连续油气藏既在局部构造高部位富集油气、也在构造低洼区富集油气,高部位和低部位含气层连续且明显不受浮力控制^[28-30]。四川盆地川西坳陷须家河组致密气藏也都具有这样的特征,在含气范围内的构造高部位和构造低部位都聚集油气,平面上连续分布^[31]。



注: K_2q_{1-2} 为泉头组三段和四段; K_2qn 为青山口组; K_2y 为姚家组; K_2n 为嫩江组。

图3 松辽盆地叠复连续油藏分布发育特征^[27]

Fig. 3 Distribution and development characteristics of Cretaceous superimposed continuous reservoirs in Songliao Basin^[27]

2.2 含油气面积大且产能复杂多变

叠复连续油气藏在含油气盆地出现时,往往具有广泛连续、成片成带分布特征,探井内各目的层段的油气产能因地而异、复杂多变。鄂尔多斯盆地上古生界的山1段、山2段和盒8段形成了大面积分布的致密气藏,含气范围都超过 $10 \times 10^4 \text{ km}^2$ 。川西坳陷的须家河组也广泛发育致密油气藏,新场油气田、什邡油气田、马井油气田、新都油气田、洛带油气田发育在这一地区,它们没有明显的含水边界,总体含气面积在数千平方千米。在同一含油气区同一目的层内的产能变化也大,有的日产高达几十万立方米,有的只有几千立方米,有的仅见油气显示,还有的是干层,川西坳陷须家河组致密气藏高产井、低产井、气流井、干井、水井所占比率分别为12.9%、50.5%、27.3%、6.5%、17.4%。研究表明,连续油气藏油气的富集程度和探井产能受众多因

素影响;川西坳陷须家河组四段(简称为须四段)含气层厚度变化与构造背景条件有关;目的层段产能变化与埋深和构造位置有关,也与储层孔隙度和裂缝发育程度有关,同时还与储层的含油气饱和度有关^[32]。

2.3 纵向上源岩层系内发育多目的层段且高压与低压油气层共存

叠复连续油气藏纵向上往往存在多套目的层段,发育于源岩层系内或紧邻源岩层分布,平面分布范围也受烃源岩层排油气范围的控制。鄂尔多斯盆地石炭系和二叠系源岩层系内几套主要的目的层段纵向厚度差别大,连续性差异也很大(图4)。对某一确定的含油气层段,有的比较薄、分布范围局限,有的厚度较大、分布范围较广。对于一套烃源岩层系内发育的多套目的层而言,累积厚度大,平面上叠复连片广泛分布,面积可达数万平方千米。

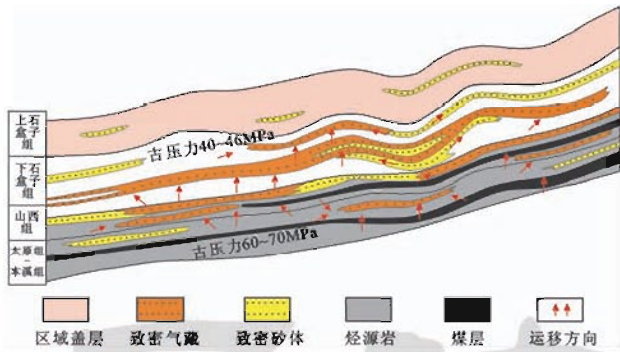


图4 叠复连续油气藏内多目的层段分布发育特征及与烃源岩层系的关联性

Fig. 4 Distribution and development characteristics of superimposed continuous reservoirs in multiple target strata and its correlation with hydrocarbon source rocks

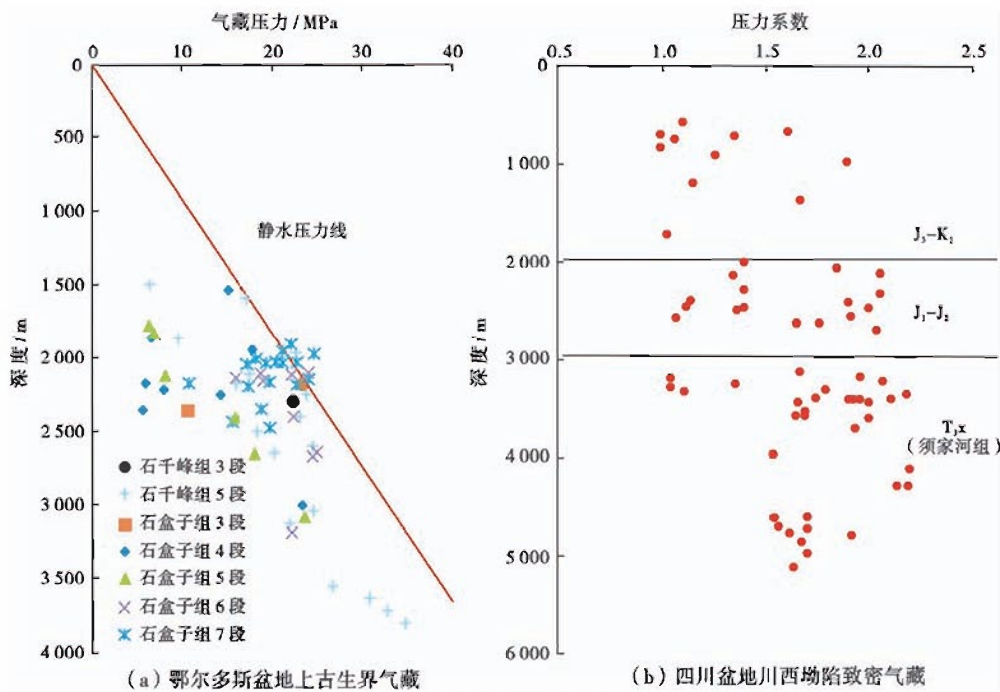


图5 叠复连续油气藏压力分布与变化特征

Fig. 5 Pressure distribution and variation characteristics of superimposed continuous reservoirs

往也大,但其内部油、气、水分布关系非常复杂,见不到常规油气藏内“气在上、水在下、油居中”的明显分离现象(图1)。这一特征表明,连续油气藏的勘探和开发较常规油气藏和非常规深盆油气藏复杂。例如,鄂尔多斯盆地苏里格庙含气区盒8段在西北方向产水井较多、产出水量较大;随着向东南方向转移,产气井数增多,同时产气量也增大。四川盆地川西坳陷依据测井资料解释出来的须家河组四段(须四段)含气层和含水层的分布情况显示,埋深较浅的上段含水层最多、埋深较大的下段产水层数次之,埋深居中的中段最少。这种情况很难基于某一种成藏机制予以解释[图6(a)]。基于测试结果确定的川西坳陷含气层段和含水层段的数量和产量反映的情况相似[图6(b)和图6(c)]。

多目的层段叠加复合形成的连续油气藏显示出的另一个特征是高压含油气层段和低压含油气层段在同一个含油气区带内出现,甚至同一个含油气层位在不同井点显现出不同的压力特征。鄂尔多斯盆地和四川盆地连续气藏的压力测试结果表明,有的含气目的层为常压、有的显示为低压,还有表现为异常高压,反映了各自成因机制与演化历程的差异性(图5)。压力的高低与油气成藏的动力机制有关,也与油气充注阶段和充注数量有关。叠复连续油气藏内部压力变化大反映了同一源岩层系控制下不同目的层段油气成藏条件的差异性和复杂性^[33]。

2.4 资源储量巨大但油-气-水分布关系复杂

叠复连续油气藏因分布面积大,资源储量规模往

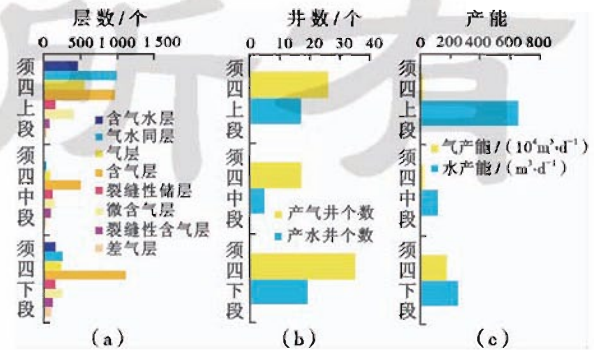


图6 四川盆地川西坳陷须家河组叠复连续气藏目的层产气、水特征与分布

Fig. 6 Gas and water production characteristics of target strata of superimposed continuous gas reservoirs in Xujiache Formation, western Sichuan depression, Sichuan Basin

3 叠复连续油气藏形成的动力学机制

叠复连续油气藏复杂的地质特征是其成因机制决定的,揭示其成因机制对预测其形成和分布具有重要意义。研究发现,浮力成藏下限和油气成藏底限在宏观上控制着叠复连续油气藏在含油气盆地的形成和分布,决定着它们的成因特征。

3.1 浮力成藏下限

3.1.1 浮力成藏下限的基本概念

浮力成藏下限是相对于浮力成藏作用而提出的一个新的地质概念^[34],系指地层介质随着埋深增大、压实作用增强而使孔隙度降低、渗透率减少、孔喉半径变小到某一临界条件之后,浮力对油气运移成藏不再起主导作用的深度下限,通常用与埋藏深度对应的储层孔隙度、孔喉半径、渗透率等地质参数表征。浮力成藏作用阐明了地下油气在浮力作用下自盆地深部向浅部、自盆地中心向边部运移和聚集成藏的规律^[35]。浮力作用形成的常规油气藏的基本特征可概括为 3 个方面:①高点汇聚、高位封盖、高孔富集、高压成藏;②油气分布面积小、油气储量规模小;③油气来源与油气藏分离(图 7)。较之浮力成藏下限更深领域的油气成藏与分布不受浮力控制,致密深盆油气藏就是其中研究较多的一类^[36],它们最先在盆地深坳区致密储层中形成并在分子体积膨胀力作用下向周边不断扩大分布范围。总结前人的研究结果,致密深盆油气藏的基本地质特征也可概括为 3 个方面:①低坳汇聚、低位倒置、低孔富集和低压稳定;②油气分布面积大、资源储量规模大;③油气源与油气藏紧密相邻(图 8)。浮力成藏下限是同一目的层内常规油气藏和致密深盆油气藏形成和分布的动力学边界。

3.1.2 浮力成藏下限的成因机制

含油气盆地中浅部与深部的油气成因模式和分布规律有很大的不同,不同学者给出的成因解释不同。Masters 认为浮力成藏下限是盆地内地层相对渗透率变化差异造成的^[1];还有学者认为是成岩作用差异^[37]或断层封隔^[38]或力平衡机制等地质条件造成的^[39]。上述机制可以解释一些盆地内局部范围内的油气聚集不受浮力控制现象,但不能解释大范围的油气聚集不受浮力的控制。物理模拟实验^[6]结果表明,对于单一的玻璃管而言,当其直径分别小于 3.6 mm、4.5 mm 且注满水时,如果将气和油从玻璃管下部注入,在底部聚集而不受浮力作用向上运移,表明存在气和油的浮力成藏下限;对于大玻璃管之中装填砂粒而言,当砂粒直径分别小于 0.1 mm、0.2 mm 且玻璃管内充满水时,如果自下向上充注气和油,它们能够在玻璃管下部的

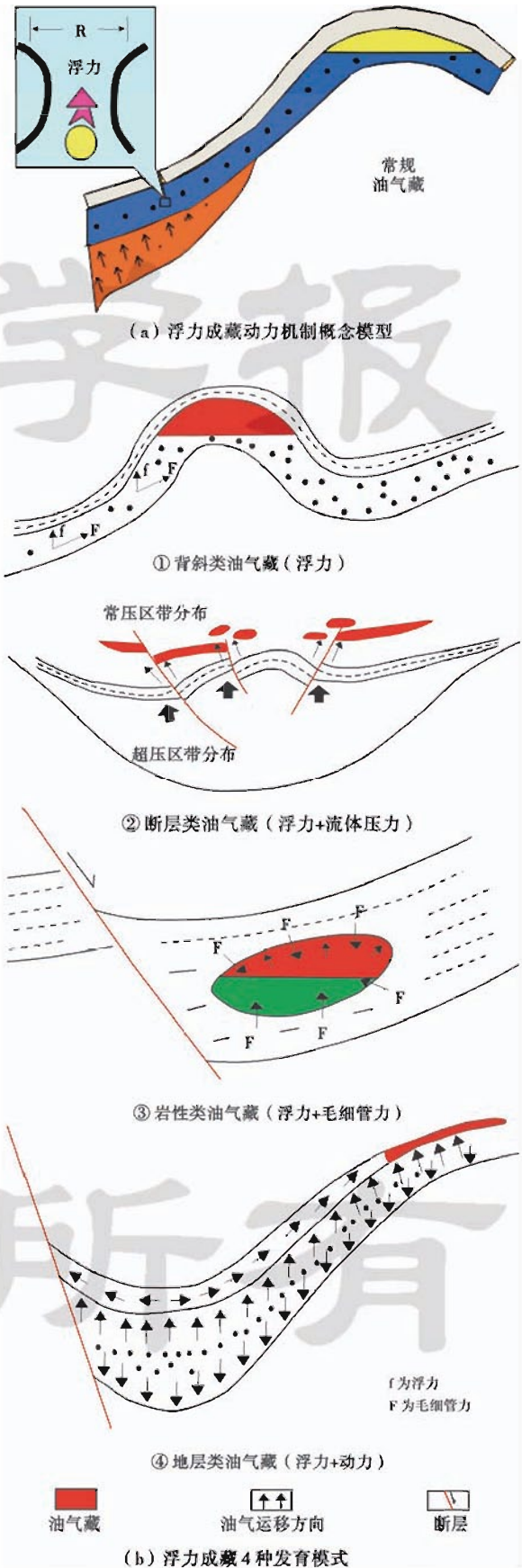


图 7 浮力作用下油气成藏机制及其基本地质特征
Fig. 7 Hydrocarbon accumulation mechanism and basic geological characteristics under buoyancy

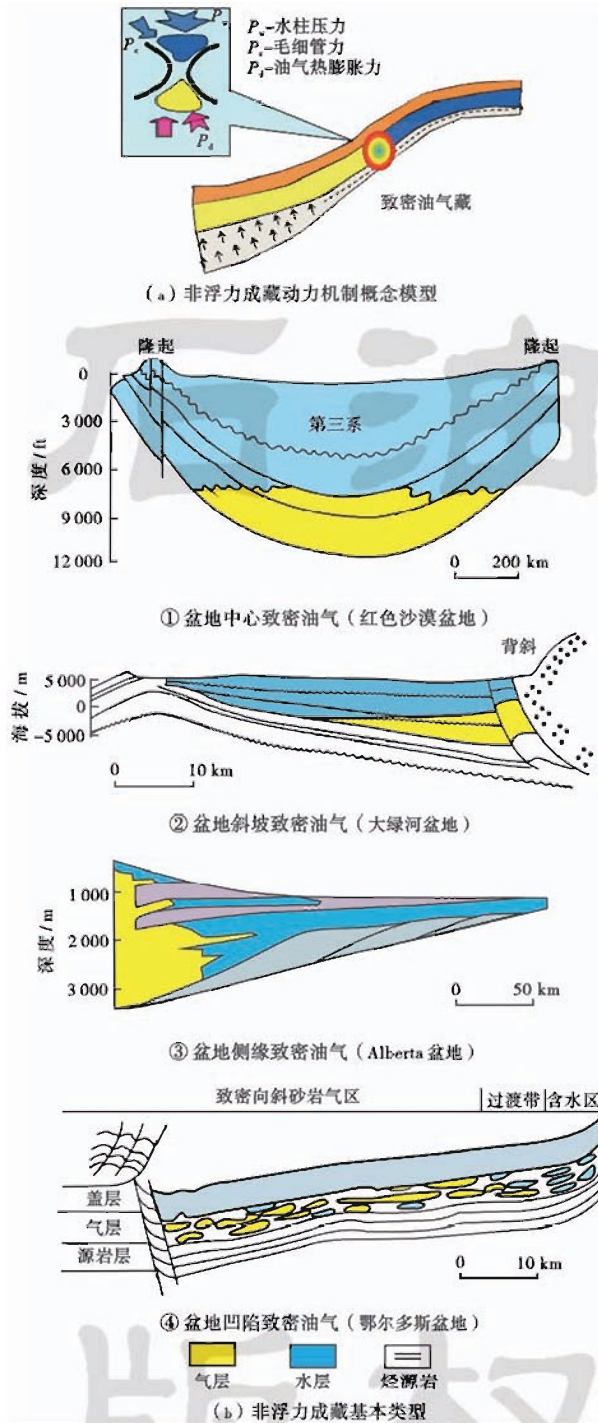


图8 局限流体动力场非浮力成藏基本特征

Fig. 8 Basic characteristics of non-buoyancy accumulation in limited fluid dynamic field

砂粒中聚集而不受浮力作用向上运移, 同样表明存在气和油的浮力控制下限^[40-41]。研究结果还表明, 随砂粒粒径变小或玻璃管直径变小所伴随的毛细管力增大是浮力不再对油气运移起主导作用的根本原因。油气在地下向上运移的动力(P_e)与致密介质条件下遇到的毛细管阻力(P_c)和上覆水静压力(P_w)达成的平衡是浮力成藏下限存在的动力机制, 概念模型与力平衡机制如图9所示。

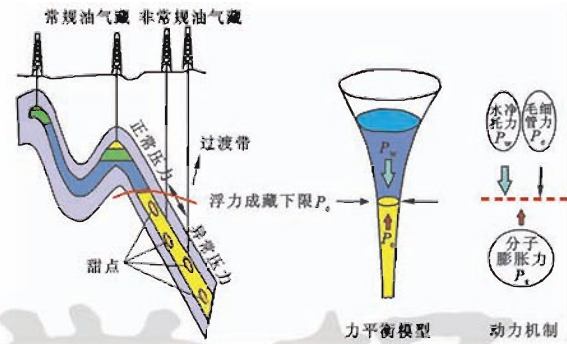


图9 地质条件下浮力成藏下限概念模型与力平衡机制

Fig. 9 Conceptual model of buoyancy accumulation threshold and its force equilibrium mechanism under geological conditions

3.1.3 浮力成藏下限力平衡作用与定量表征

常温常压条件下的物理模拟实验证实了浮力成藏下限的存在, 但其结果与实际地质条件有很大差别: ①含油气盆地实际地质条件下见到的浮力成藏下限对应的孔隙度 $\leq 12\%$ 、渗透率 ≤ 1 mD、孔喉半径 $< 2 \mu\text{m}$, 而实验条件下的参数值远远大于这一数值, 尤其是渗透率可以达到数千毫达西以上; ②含油气盆地见到的浮力成藏下限变化大, 受多种因素影响, 包括储层孔隙结构特征、流体的温度和压力条件等。为了分析这些问题, 开展了改变孔喉半径、流体压力、砂粒粒径的物理模拟实验(图10和图11)。对于孔径细小且锥形变化的玻璃管开展变压条件下的浮力成藏下限物理模拟实验前, 先在玻璃管内装满水, 然后自玻璃管下端孔径最小处缓慢注气, 直到气-水接触面不再因注入气量增加而改变为止, 此时记录下与气-水接触面对应的上覆流体水压力(P_w)、注气压力(P_e)、玻璃管毛细管力(P_c) [图10(a)]; 加大上覆水柱压力, 气-水接触面下降, 继续向玻璃管内注气, 直至找到新的气-水平衡面为止, 记下相关压力 [图10(b)]; 如此反复进行, 直到完成多组实验为止 [图10(c)]。对于孔径大且装填砂粒的玻璃管开展变压条件下的浮力成藏下限物理模拟实验, 采用上列同样的实验步骤(图11)。结果表明, 对于单一玻璃管而言, 在水静压力、注气压力增大的情况下, 浮力成藏下限对应的玻璃管孔喉半径减小, 各次实验结果获得的 P_e 与 P_w 和 P_c 之和近似相等, 相关系数超过 99%; 对于玻璃管柱内的砂粒而言, 在水静压力、注油气压力增大的情况下, 浮力成藏下限对应的砂粒粒径减小, 各次实验结果获得的 P_e 与 P_w 和 P_c 之和近似相等, 相关系数超过 99%。由此说明, 浮力成藏下限是上覆流体压力(P_w)、砂粒内部毛细管力(P_c)和油气藏内部流体压力(P_e)三者平衡的结果。

含油气盆地深部致密介质中油气不受浮力控制的

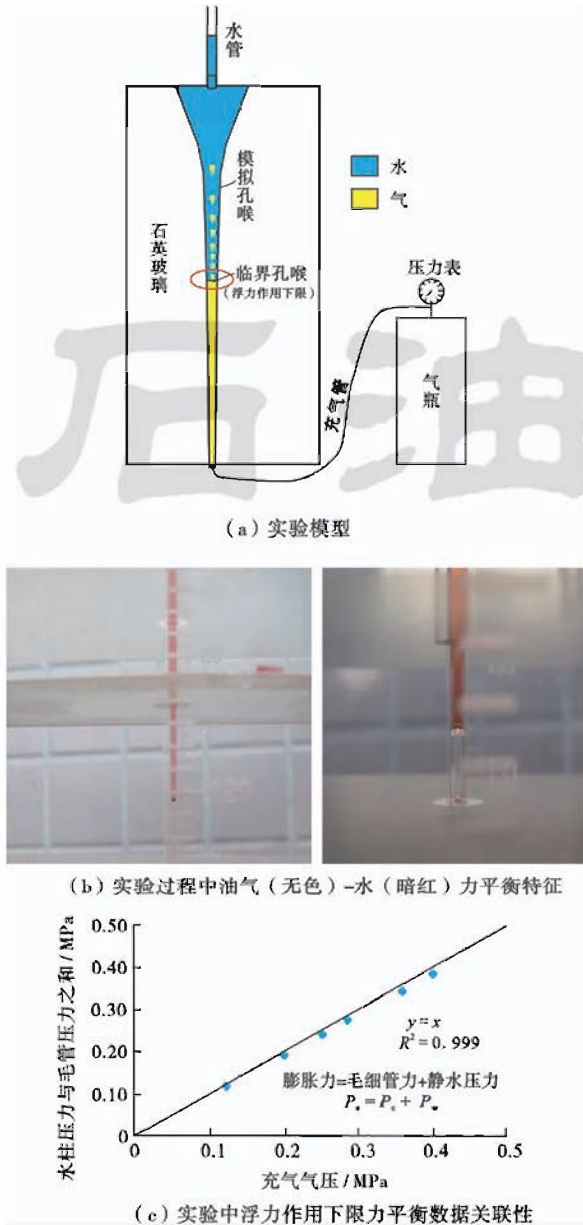


图 10 变压、变喉道、直径单一玻璃管浮力成藏下限物理模拟实验

Fig. 10 Physical simulation experiment of buoyancy accumulation threshold with variable pressure, variable throat diameter and a single glass tube

根本原因是岩石中的毛细管力与上覆水静压力之和大于油气藏内部的压力。当油气藏内部的压力大于二者之和时,浮力就会起主导作用,带动油气向上运移甚至散失。力平衡作用是浮力成藏下限形成的动力学机制,可用式(1)~式(3)表征:

$$P_c = P_w + P_g \quad (1)$$

对于油气藏压力(P_c)可表示为:

$$P_{c_g} = \frac{z \cdot \rho_g}{M_g} \cdot R \cdot T \times 1.01 \times 10^3 \quad (2)$$

$$P_{c_w} = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{V^2} = \frac{\rho_o RT}{M_o - \rho_o b} - \frac{\rho_o^2 \cdot a}{M_o^2} \quad (3)$$

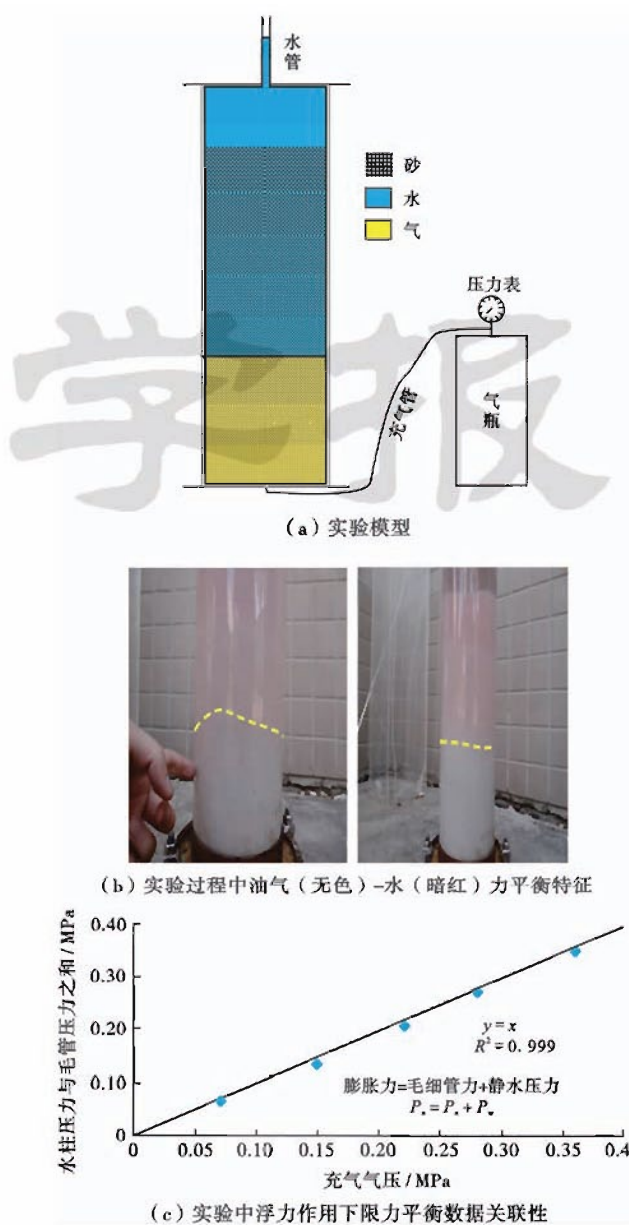


图 11 变压、变砂粒直径浮力作用下限物理模拟实验

Fig. 11 Physical simulation experiment of buoyancy accumulation threshold with variable pressure and variable sand grain diameter in glass tube

其中, P_{c_g} 为气藏内部压力,MPa; z 为气体的偏差系数(即压缩因子),无量纲; R 为通用气体常数, $0.008314 \text{ MPa} \cdot \text{m}^3 / (\text{kmol} \cdot \text{K})$; T 为天然气的绝对温度, K; M_g 为天然气摩尔质量, kg/kmol ; ρ_o, ρ_g 为地层条件下原油、天然气的密度, kg/m^3 ; P_{c_w} 为油藏内部压力, MPa; 为地层条件下石油密度, kg/m^3 ; M_o 为石油摩尔质量, kg/kmol ; a, b 为范德华常数。

3.1.4 浮力成藏下限力平衡临界条件影响因素

浮力成藏下限力平衡方程中的每一个地质参数的改变都影响浮力成藏下限临界条件的改变。影响因素包括动力作用、流体物化特性、地层介质条件以及盆地

宏观构造环境 4 个方面。

3 种动力分别指油气藏内部压力(P_c)、上覆水静压力(P_w)、储层介质内毛细管力(P_m)，任何一种动力改变都将影响浮力成藏下限的变化。研究表明，水静压力随着埋藏深度线性增大，主要与上覆水柱高度和水密度有关；毛细管力随着埋藏深度增大呈现指数趋势快速增大(图 12)，主要与储层介质的孔喉半径有关。毛细管

力随深度的异常快速增大，导致了致密储层内浮力普遍不起主导作用，油气能够大面积富集成藏。

流体物化特性主要是指油气-水的界面张力、接触角、密度和温度等对力平衡临界条件产生影响。研究表明，浮力成藏下限对应的介质孔喉半径随油气的密度、温度、界面张力的增大而减小，随接触角增大而增大(图 13)。

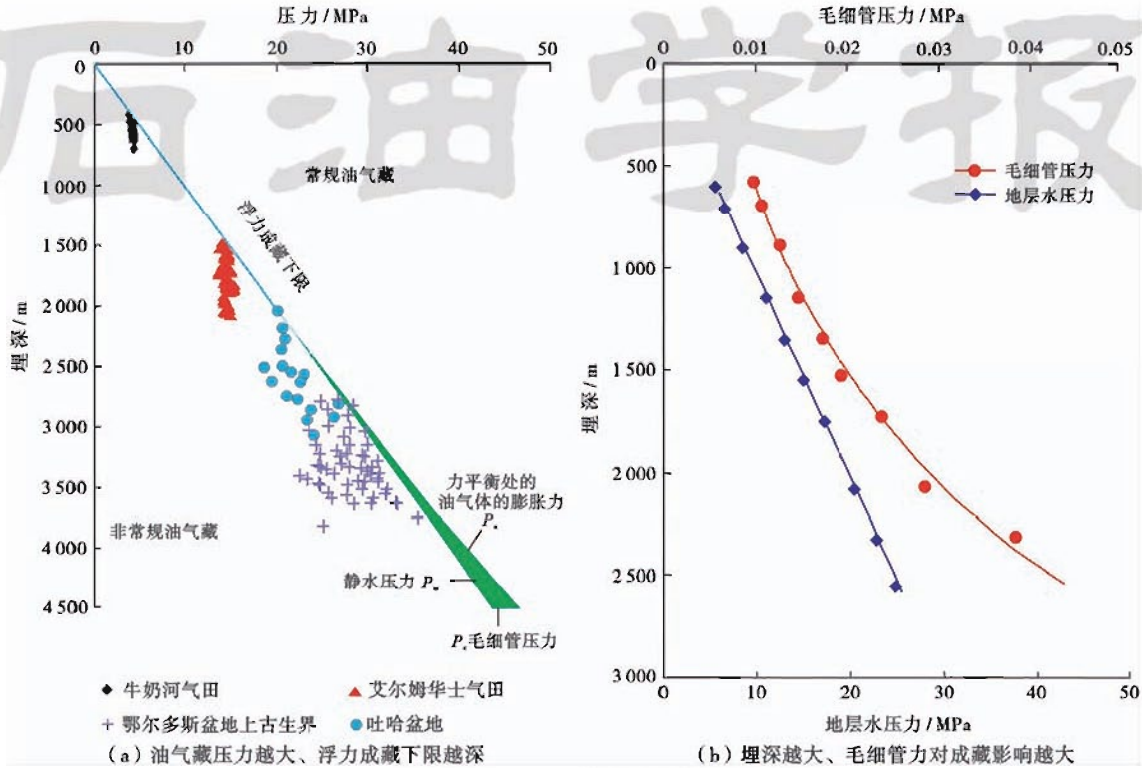


图 12 浮力成藏下限力平衡作用与相对贡献量变化

Fig. 12 Force balance effect of buoyancy accumulation threshold and their variation of relative contribution with depth

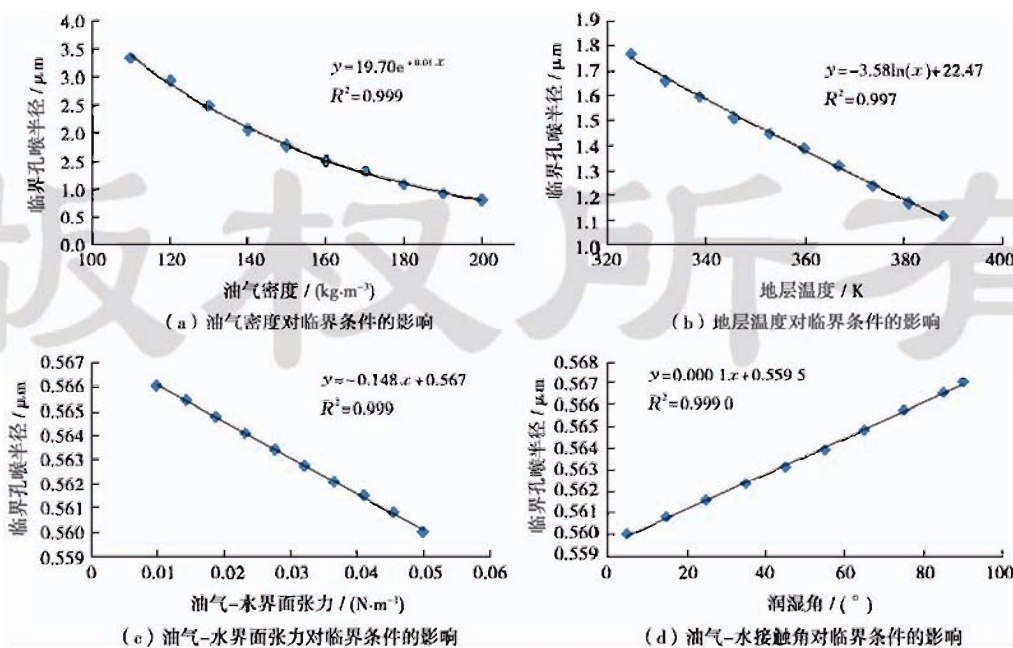


图 13 流体物性变化特征对浮力成藏下限力平衡边界的影响

Fig. 13 Influence of physical and chemical property of fluid on the force balance boundary of buoyancy accumulation threshold

地层介质条件主要是指指储层的孔隙度、渗透率和孔喉半径对力平衡临界条件产生影响,三者之间有很好的对应关系(图 14)。研究表明,含油气盆地浮力成藏下限一般与孔隙度约为 12%、渗透率约为 1 mD、孔喉半径约为 $2\ \mu\text{m}$ 的地层临界条件对应,非浮力成藏作用主要发生在这一动力学边界以下。油和气的流体特性存在差异,浮力成藏下限也有所不同。在砂岩储层的粒级变化范围内(0.1~0.6 mm),天然气的浮力成藏下限较液态石油的浅,但差别不大。天然气的浮力成藏下限对应的孔隙度为 11%,而石油成藏下限变化

为 10%。天然气较石油在深部更不容易受浮力作用影响的主要原因是其界面张力较石油的大。

3.1.5 实际地质条件下浮力成藏下限变化规律

实际地质条件下的浮力成藏下限是上列各种要素综合作用的结果。研究表明,砂粒粒径越粗,浮力成藏下限越深,对应的孔隙度越小或渗透率越低或孔喉半径越小[图 15(a)];当砂粒的分选变差时,浮力成藏下限力平衡边界对应的埋深变浅,或孔隙度减小、渗透率降低、孔喉半径变窄[图 15(b)]。

不同类型的含油气盆地浮力成藏下限有很大的不同(图 16)。对于沉积地层均匀性较好的含油气盆地,浮力成藏下限显现为一个平整的界面,如美国怀俄明州红色沙漠盆地深盆气的顶界面分布[图 16(a)];对于非均质性较强的含油气盆地则为一个或多个复杂的曲面,如美国圣胡安盆地深盆油气的界面分布[图 16(b)];在地层整体抬升或油气源不足的情况下,油气成藏下限的动力学平衡边界与目前见到的油气-水接触界面不完全相同,由于一部分油气因扩散作用等原因散失,往往是后者较之前者的埋深更大,如加拿大阿尔伯达盆地深盆气的气-水接触面分布[图 16(c)]。

在构造变动强烈的盆地,由于地层介质的致密性受到破坏,浮力成藏下限不存在或只在局部地区存在。受到强烈挤压的盆地因地层褶皱作用产生大量断层和裂隙,浮力成藏下限受到破坏,它们或消失或埋深增大;受到不整合面和地下流体作用产生的次生孔隙的影响,浮力成藏下限受到破坏或埋深变大;受到断裂作用产生的大量裂缝的影响,浮力成藏下限受到破坏或埋深变大。在这些情况下,浮力又成为油气运、聚成藏的主导动力,显示出与常规油气藏完全相同的地质特征。通过对不同条件下形成的非常规油气藏地质特征的剖析和研究,发现储层普遍致密和构造稳定是浮力成藏下限普遍存在的基本条件。

3.1.6 浮力成藏下限力平衡边界存在的可靠性检验

检验浮力成藏下限是否存在的基本原理是将力平衡方程应用于实际地质条件下的浮力成藏下限预测,并与钻探结果比较。

图 17(a)是依据力平衡方程对鄂尔多斯盆地上古生界致密砂岩油气藏的浮力成藏下限预测结果,与孔隙度 $<10\%$ 和渗透率 $<1\ \text{mD}$ 的地质条件对应。在这一动力学边界之下,紧邻源岩的致密储层内都充满了气;这一边界之上,气只在构造高部位聚集成藏。图 17(b)是鄂尔多斯盆地苏里格庙地区致密砂岩气藏的孔隙度和渗透率分布特征,处于一个构造斜坡区,天然气只在孔隙度 $<12\%$ 、渗透率 $<1\ \text{mD}$ 的致密砂岩储层内富集,表明埋藏较浅的高孔隙度和高渗透率储

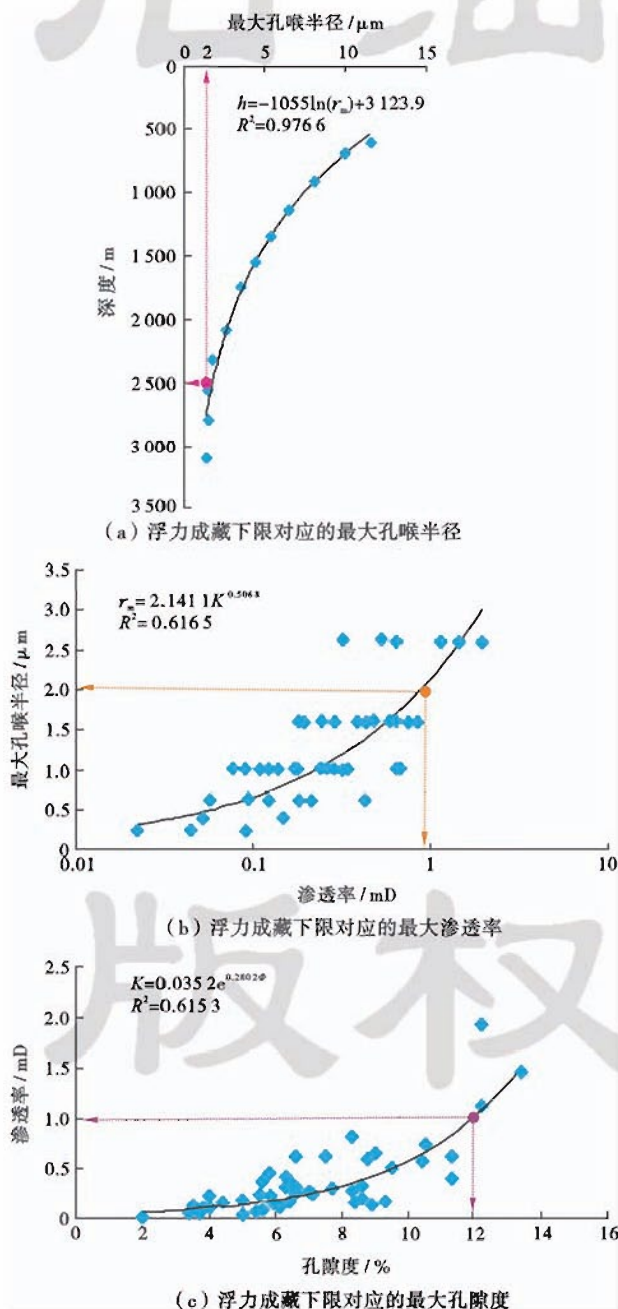


图 14 储层介质条件对浮力成藏下限力平衡边界的影响
Fig. 14 Influence of reservoir medium condition on the force balance boundary of buoyancy accumulation threshold

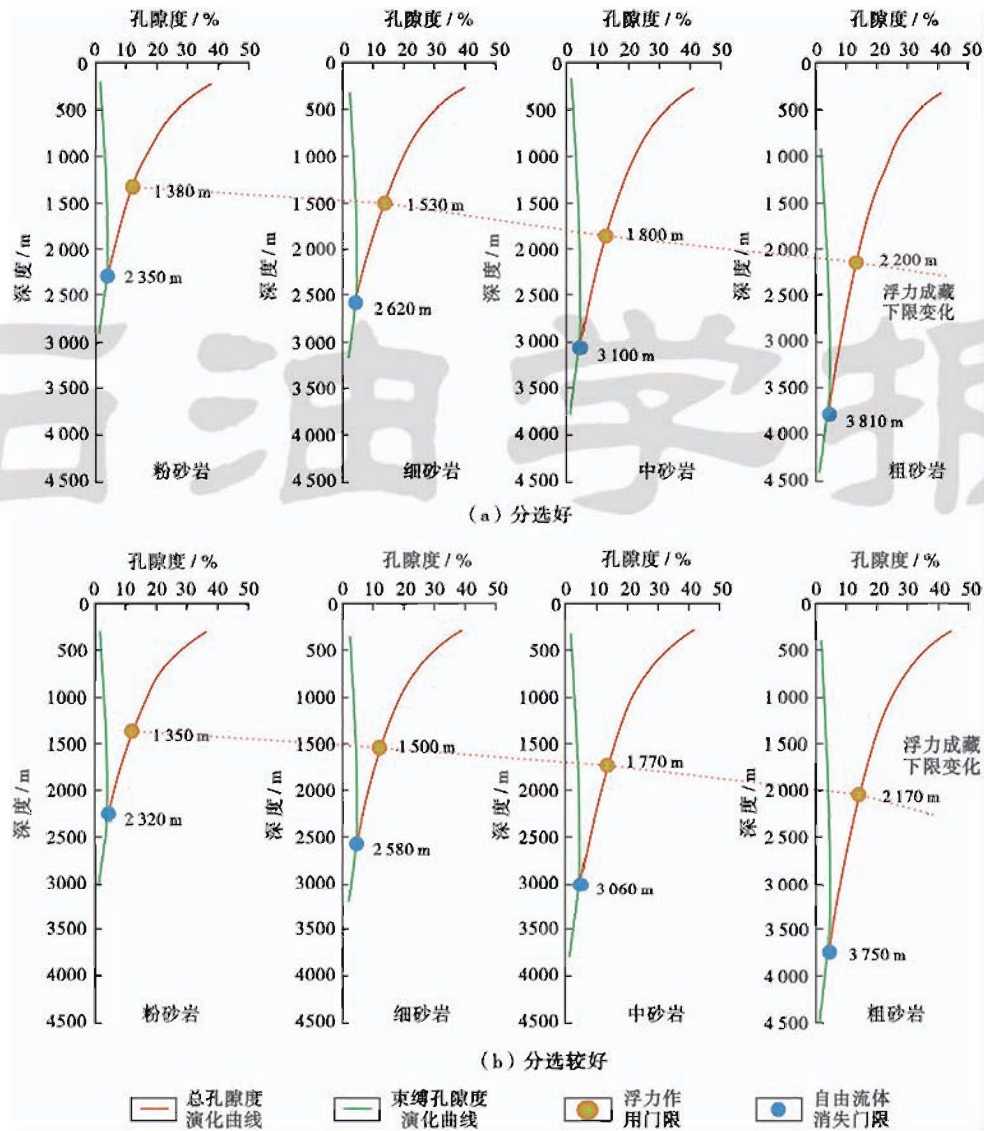


图 15 地质条件下浮力成藏下限随砂粒粒径与分选变化特征

Fig. 15 Variation characteristics of buoyancy accumulation threshold with sandstone grain size and sorting change

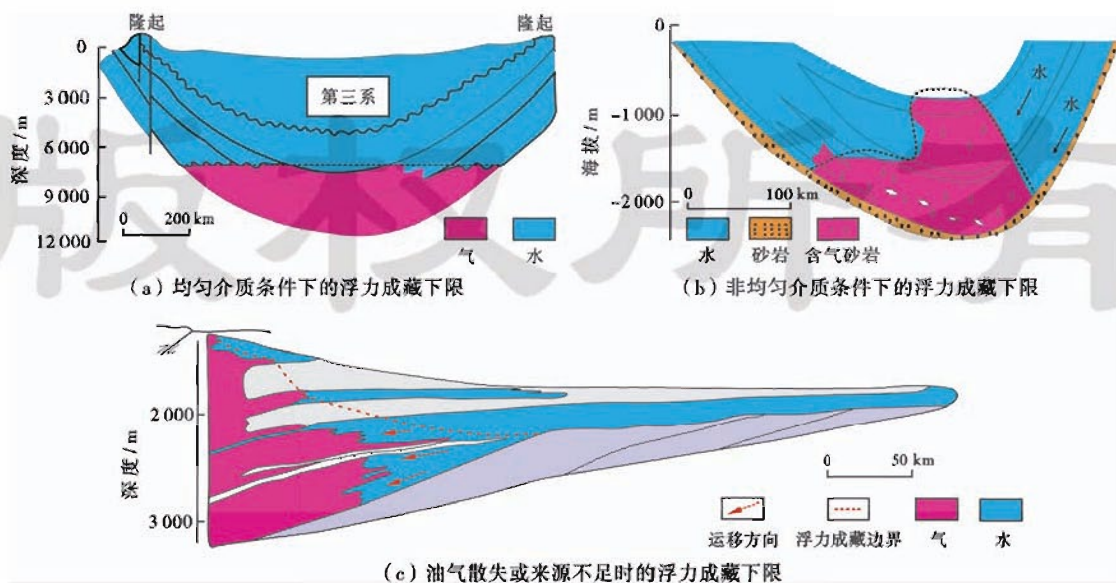


图 16 构造稳定条件下浮力成藏下限力平衡边界特征^[19]

Fig. 16 Force balance boundary characteristics of buoyancy accumulation threshold under stable structural conditions

层内不能聚集气,其浮力大于毛细管力,在浮力作用下油气被运移到盆地边缘或浅部散失;埋藏较深的低孔隙度和低渗透率的储层内浮力小于毛细管力等阻力之和,因而大面积聚集了天然气。充分证实了浮力成藏下限的存在及其对非常规油气藏形成和分布的控制作用。

图 18 是松辽盆地葡萄花油层浮力成藏下限与实际钻探结果比较,不难看出,液态石油也存在一个浮力成藏下限,力平衡边界与孔隙度约为 10%~11%的埋深一致。在这一力平衡边界之上,液态石油成藏具有“高点汇聚、高孔富集、高位封盖和高压成藏”的 4 高特征;在这一力平衡边界之下,液态石油具有“低坳汇聚、低位倒置、低孔富集、低压稳定”的 4 低特征。理论预测与实际钻探结果的一致性反映了浮力成藏下限的存

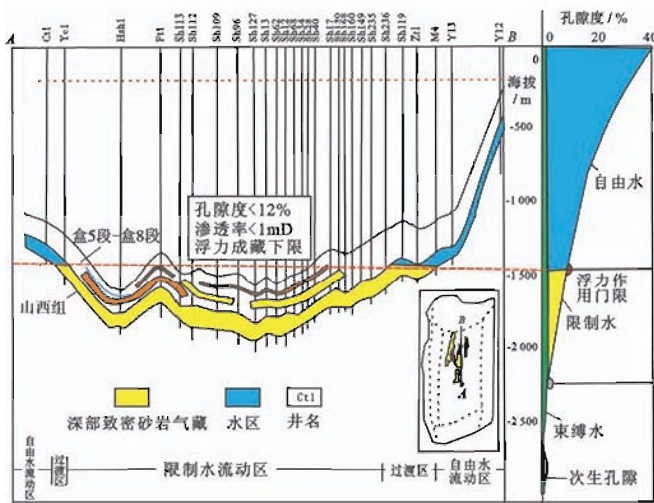
在及其预测模型的实用性和可靠性,既适用于天然气,也适用于液态石油。

国内外已发现的非常规油气藏分布的储层孔隙度和渗透率的统计结果表明(表 1),非常规油气藏孔隙度绝大部分都小于 12%、渗透率不到 1 mD、孔喉半径小于 2 μm。由此可以认为,与这些临界条件对应的埋藏深度代表了含油气盆地叠复连续致密砂岩油气藏形成和分布的顶部边界。

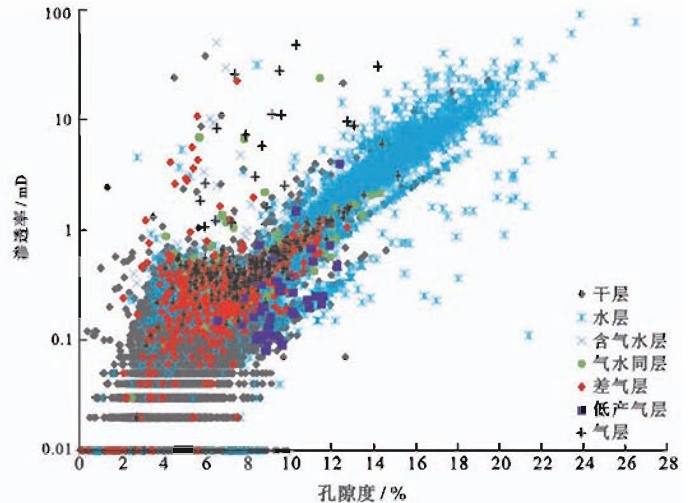
3.2 油气成藏底限

3.2.1 油气成藏底限的基本概念与地质模型

油气成藏底限系指含油气盆地油气成藏作用结束的最大埋深或与其对应的临界地质条件,可用储层孔隙度或渗透率或孔喉半径综合表征。油气成藏底限不是储层内有油气显示存在的底限,较之成藏底限更深



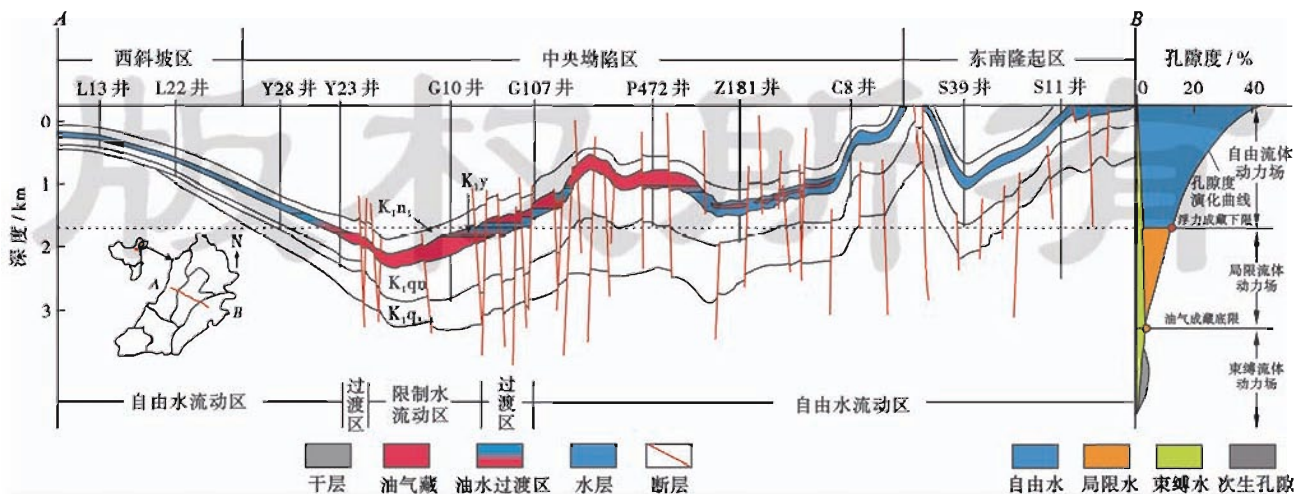
(a) 浮力成藏下限宏观分布预测



(b) 苏里格庙地区连续气藏孔渗特征

图 17 鄂尔多斯盆地上古生界天然气的浮力成藏下限预测结果与钻探结果比较

Fig. 17 Comparison between predicted buoyancy accumulation threshold and drilling results of the Upper Paleozoic gas reservoirs, in Ordos Basin



注: K_2q_3-4 为泉头组三段和四段; K_2qn 为青山口组; K_2y 为姚家组; K_2n 为嫩江组。

图 18 松辽盆地葡萄花油层石油的浮力成藏下限预测结果与钻探结果比较

Fig. 18 Comparison between predicted buoyancy accumulation threshold and drilling results of Putaohua reservoir in Songliao Basin

的储层内见到的油气可能是在进入成藏底限之前聚集的,油气成藏底限之下因储层孔隙度太低,成藏作用已经结束,油气勘探风险大。在埋深高达6000 m的地层内还能发现有工业价值的油气藏,世界有些

盆地埋深超过8000 m后还能发现液态石油(图19),因此研究其成藏底限对于确定有利勘探领域的边界范围和评价油气资源潜力并进行勘探部署都具有现实意义。

表1 世界已发现代表性连续油气藏的孔隙度和渗透率分布特征

Table 1 Porosity and permeability of typical continuous reservoirs found in the world

油气藏名称	目的层位	油气藏产状特征	孔隙度/%	渗透率/mD
加拿大阿尔伯塔盆地非常规致密气	白垩系、三叠系、侏罗系、泥盆系	大斜坡区连续油气藏	3~13	0.005~0.015
美国绿河盆地非常规致密油气	古近系、白垩系	深坳区连续油气藏	4.7~11.7	0.001~0.050
美国红色沙漠盆地非常规致密油气	古近系 Fort 地层、白垩系 Lance 地层	盆地中心连续油气藏	6~12	0.1~0.9
中国鄂尔多斯盆地非常规致密油气	二叠系石盒子组、山西组	大斜坡区叠复连续油气藏	2~12	0.01~1.00
中国川西非常规致密油气	侏罗系、三叠系须家河组	平稳区叠复连续油气藏	3.1~13.2	0.0001~2.1000
中国库车坳陷致密气	侏罗系、白垩系	较平稳区叠复连续油气藏	2.3~13.7	0.0001~2.0000
中国松辽盆地非常规致密油气	白垩系青山口组、泉头组、登娄库组	深坳区叠复连续油气藏	2~14	0.01~1.44
中国准噶尔盆地非常规致密油	二叠系芦草沟组	深坳区叠复连续油藏	2.7~13.0	0.005~1.000

油气勘探过程中遇到的成藏底限可以表现为不同的形式:随着埋深增大和储层有效孔隙度减少,渗透率不断降低,甚至低于0.01 mD;与此同时,储层内孔喉半径变小,束缚水饱和度逐步增大并达到100%。当目的层埋深增大和孔隙度减少后,探井钻遇到干层的概率不断增大,并接近100%。总之,无论从理论上分析,还是从勘探实践结果剖析,含油气盆地深部都可能存在一个油气成藏的底限,不同盆地因地质条件的差异表现为不同的临界条件。

3.2.2 油气成藏底限成因机制与主控因素

研究表明,随埋深增大而导致油气成藏作用结束的动力学机制有3种:

(1) 储层内部渗透率随压实作用而逐步降低,当其小于0.01 mD后就无法使油气正常运移而导致成藏作用结束(图20)。砂岩储层的孔隙度随埋深逐步增大而减小,虽然断裂和裂缝的产生可以使这一进程减慢,但不能阻挡。当孔隙度减少到约2%时,渗透率也逐步减少到约0.01 mD,这时油气在储层内几乎不能正常运移,此时视为油气成藏底限。

(2) 储层随埋深增大,其内、外界面势差消失而导致成藏作用结束(图21)。统计分析表明,砂岩与周边泥岩之间的毛细管力差是导致油气聚集的基本动力。随埋藏深度增大,它们之间的毛细管力差发生规律性变化,先增大然后逐步减少,当其势差产生的油气聚集

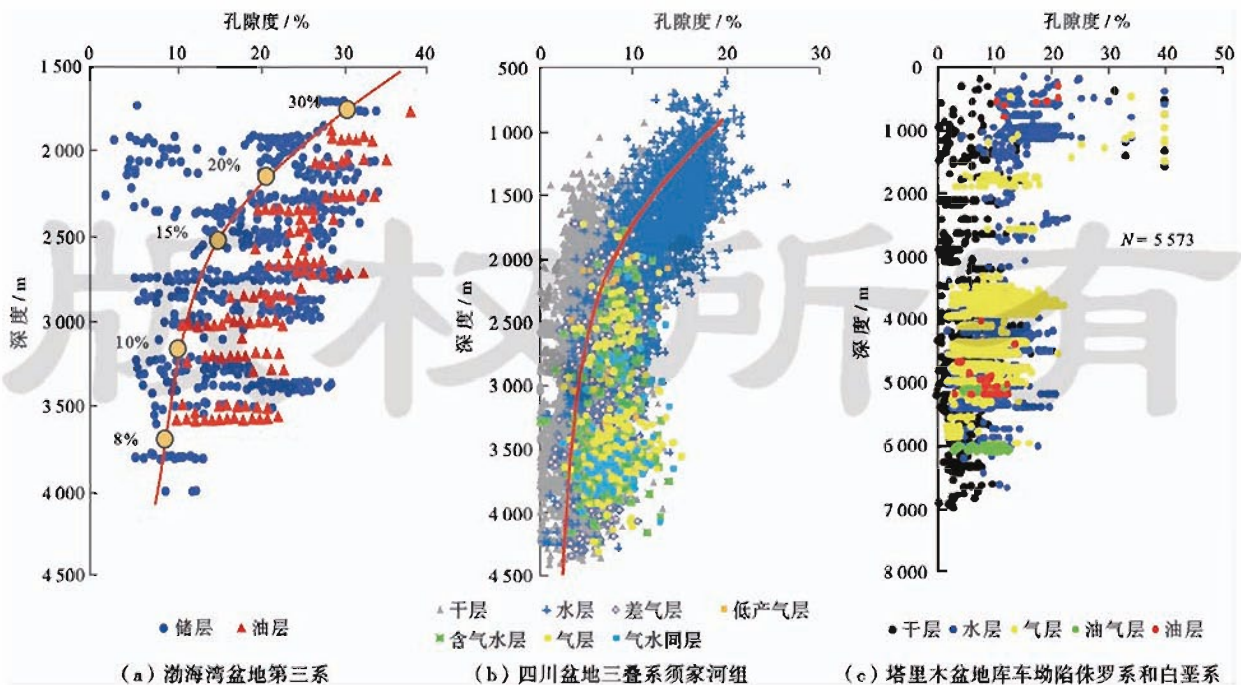


图19 中国3个含油气盆地砂岩目的层孔隙度随深度变化特征

Fig. 19 Porosity variation characteristics with depth of target sandstone strata in 3 petroliferous basins of China

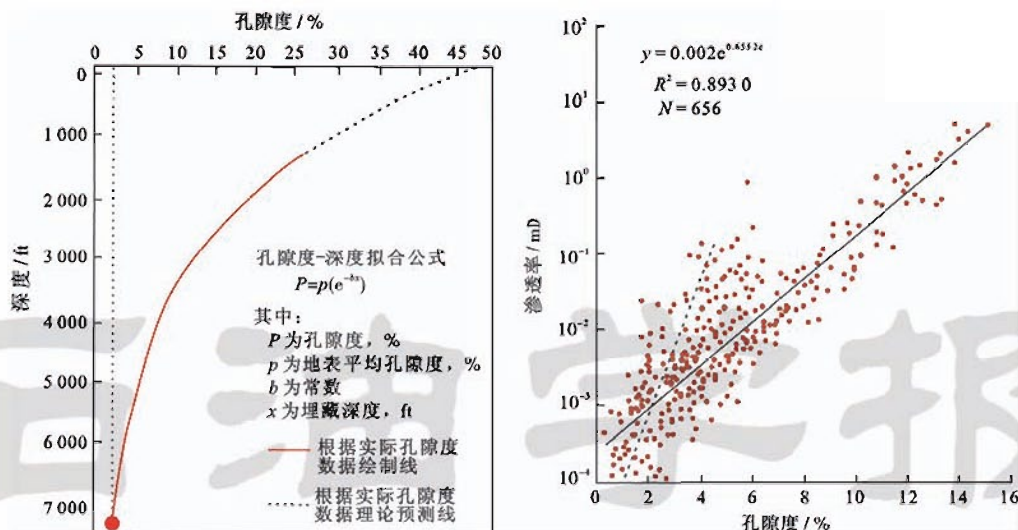


图 20 含油气目的层埋藏过程中孔隙度和渗透率变化与油气成藏底限

Fig. 20 Porosity and permeability variation of target hydrocarbon-bearing layers in the process of burial and hydrocarbon accumulation threshold

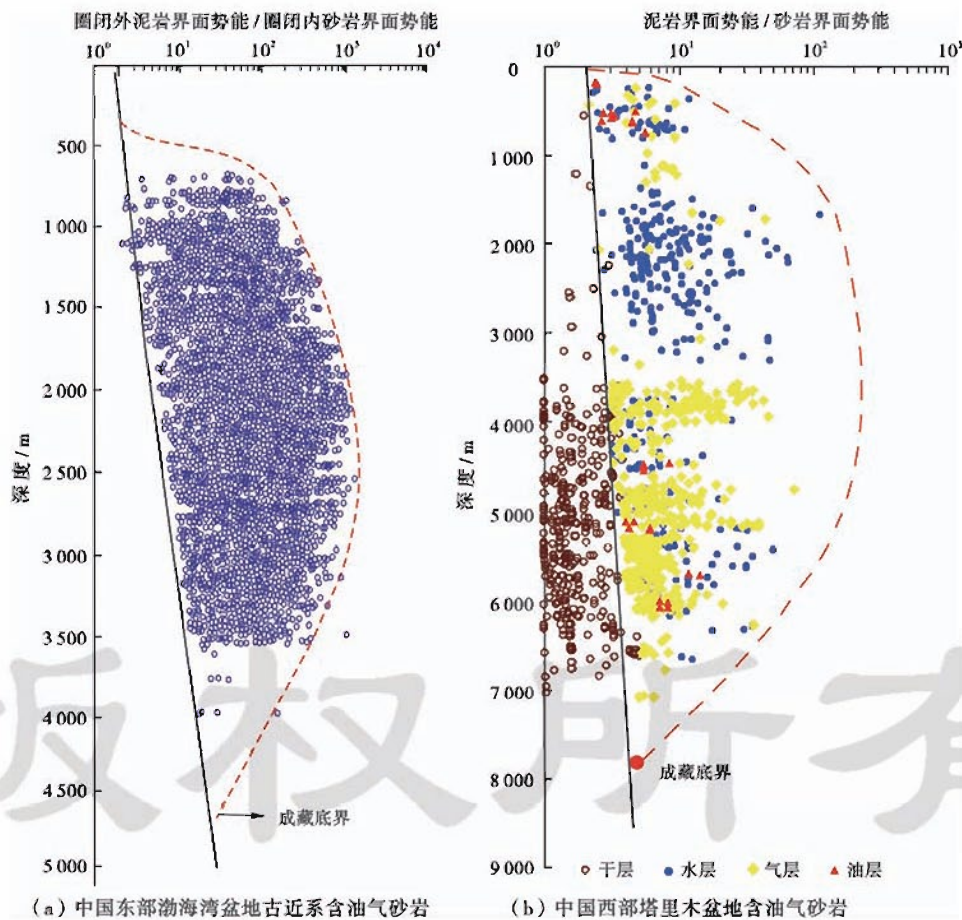


图 21 含油气目的层内、外界面势差变化特征与油气成藏底限

Fig. 21 Variation characteristics of interfacial potential difference and hydrocarbon accumulation threshold in the target hydrocarbon-bearing strata

动力小于其内部遇到的阻力时,成藏作用结束。中国东部、中部和西部含油气盆地储层聚集油气的内、外界面势差完全消失时的孔隙度约为 2%~4%,在东部渤

海湾盆地济阳坳陷、中部鄂尔多斯盆地、西部塔里木盆地库车坳陷对应的成藏底限埋深分别为 6 000 m、6 500 m 和 8 500 m(图 19)。

(3) 储层内部的有效孔隙度消失或束缚水饱和度达到 100%，从而导致油气成藏作用结束(图 22)。通过对砂岩储层孔隙度变化的主控因素研究，可以建立定量模型预测砂岩孔隙度随埋深变化规律；通过对测井资料的分析解释以及开展物理模拟实验等多种方法^[42-46]，可以计算出砂岩储层内束缚水饱和度大小，将两者结合起来就能确定有效孔隙度为 0 或束缚水饱和度为 100% 对应的埋深，即代表油气成藏底限。松辽盆地扶扬油层砂岩束缚水饱和度为 100% 时对应的成藏底限为孔隙度 2.4%~4.0%，塔里木盆地库车坳陷含油气砂岩束缚水为 100% 时对应的成藏底限为孔隙度约 2.4%。

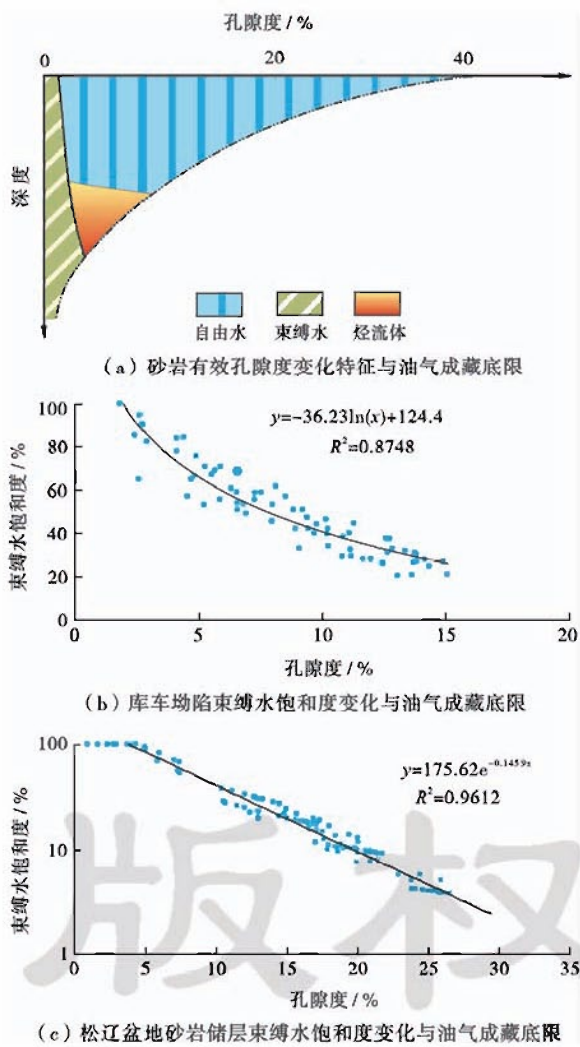


图 22 含油气目的层内部束缚水饱和度变化特征与油气成藏底限

Fig. 22 Variation characteristics of bound water saturation in target hydrocarbon-bearing reservoirs and hydrocarbon accumulation threshold

13. 2. 3 油气成藏底限量表征与预测

实际地质条件下采用 3 种方法预测含油气目的层

成藏底限；第①种方法是研究目的层孔隙度和渗透率随埋深增大变化特征，判别油气成藏底限标准是：孔隙度 $\leq 2.4\%$ 、孔喉半径 $< 0.01 \mu\text{m}$ 、渗透率 $\leq 0.01 \text{ mD}$ ；第②种方法是研究目的层内、中介质的界面势能(或毛细管力)随埋深增大的变化特征，判别标准是目的层之外的界面势能或毛细管力与目的层内的比率大于 10 倍以上；第③种方法是研究目的层内有效孔隙度或束缚水饱和度随埋藏深度增大的变化规律，判别油气成藏底限的标准是：目的层有效孔隙度随埋深增大而减少至 0，或束缚水饱和度随埋深增大而增加至 100% 时。随着砂岩粒径的增大，油气成藏底限变深；随着砂岩颗粒分选的变好，油气成藏底限也随之变深(图 23)。

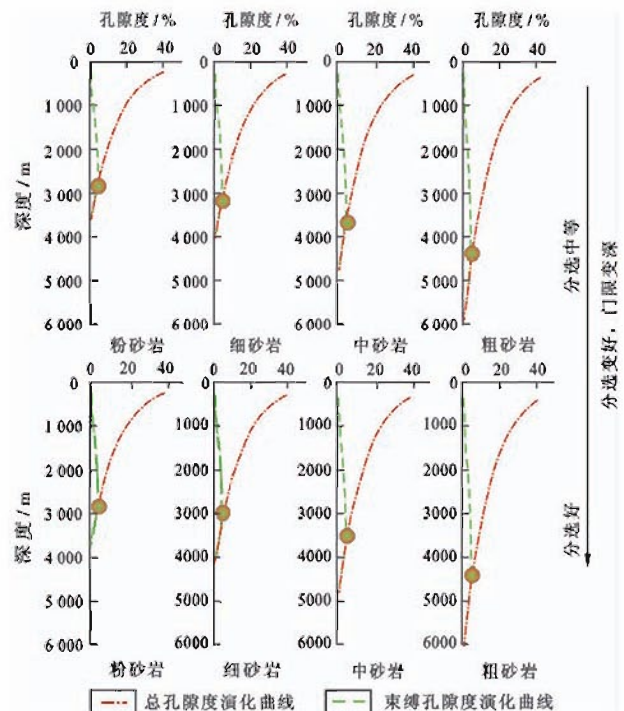


图 23 实际地质条件下松辽盆地砂岩储层成藏底限变化特征预测结果

Fig. 23 Predicted results of the change of sandstone reservoir accumulation threshold in real geological condition in Songliao basin

3. 2. 4 油气成藏底限的可靠性检验

确定油气成藏底限的方法原理是：①对某一地区各探井钻遇目的层段的流体性质进行分析，将其分为干层、水层、油层、气层、油气层 5 类，可以利用前人的解释结果，也可以基于测井资料等分析得到目的层含油气特征；②整理好各井各目的层含油气特征资料并将各井点的资料放在一个统一的坐标系下作图，可以清楚地反映出各目的层含油气情况随埋深变化规律[图 24(a)]；③以一定孔隙度间隔为单元，统计各单

元内含油、气、水层段的厚度并计算它们的比率,得到随孔隙度变小各类流体层段厚度百分比率变化规律[图 24(b)],依据变化规律确定出 100%见到干层的孔隙度上限。研究表明,100%干层对应的储层孔隙度上限约 2%~3%,与基于储层完全被束缚水饱

和、储层内-外油气聚集界面势差完全消失、储层渗透率降低至无法使油气正常运移 3 种方法确定的成藏底限相符。这从生产的角度验证了油气成藏底限的存在,也表明了基于上列 3 种方法确定成藏底限可行与可靠。

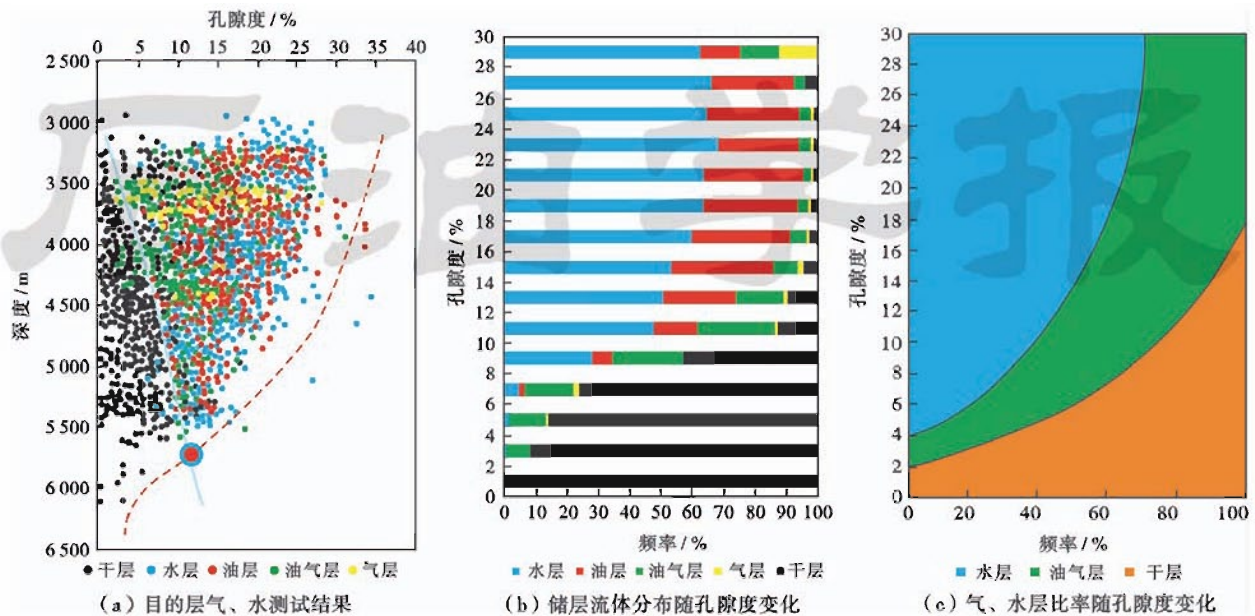


图 24 塔里木盆地塔中地区探井钻遇含油气、水层分布特征

Fig. 24 Distribution characteristics of the drilled oil, gas and water layers in Tazhong area, Tarim Basin

4 叠复连续油气藏成因机制与主控因素

叠复连续油气藏分布发育于浮力成藏下限与油气成藏底限之间的致密储层广泛发育区。在这一地层领域主要发现有致密常规油气藏、致密深盆油气藏、致密复合油气藏(图 3 和图 4),首先重点阐述每一类致密油气藏的地质特征与形成条件,搞清它们的成因机制与主控因素,在此基础上讨论和阐述叠复连续油气藏的形成过程特征与分布发育模式。

4.1 三种致密油气藏的地质特征与成因机制

4.1.1 致密常规油气藏

致密常规油气藏是浮力作用形成的常规油气藏深埋之后因储层压实和成岩致密转化而来,概称为致密常规油气藏或压实致密油气藏,成因机制可概括为“先成藏、后致密”,形成于埋深较浅时期的构造隆起部位的高孔隙度和高渗透率储层内。当前,除了储层孔隙度和渗透率较常规油气藏的低之外,其他显示出与常规油气藏完全相同的地质特征(图 7),致密常规油气藏根据圈闭类型的不同可分为致密背斜油气藏、致密断块油气藏、致密岩性油气藏和致密地层油气藏 4 大类及其复合类型。

塔里木盆地库车坳陷迪那油气藏是一个致密常规

油气藏(图 25),目的层渐新统苏维依组砂岩层埋深 4 700~5 700 m,孔隙度小于 12%,处于浮力成藏下限之下[图 25(a)],具有储层普遍致密特征;油气藏位于迪那构造高部位,油气-水边界受约 5 700 m 构造线控制[图 25(b)],具有高点汇聚特征;含油气层之上发育了中新统吉迪克组大套膏盐层保护油气,具有高位封盖特征;目前压力不仅高于静水压力而且高于地层流体压力,显现出异常高压特征[图 25(c)]。迪那油气藏的主要目的层苏维依组砂岩层与下部侏罗系岩层非紧密接触,显现出油气源与油气藏分离特征。构造演化史研究表明,迪那油气藏所在的构造圈闭约在 10 Ma 之前已开始形成,其内的储层在埋深过程中经历了不断致密的过程,其孔隙度约在埋深进入 4 500 m 时的 5 Ma 前开始变得致密。在这之前的 10 Ma,研究区源岩层就开始发生大量排油气作用,迪那构造圈闭在进入致密之前的 5~10 Ma 发生了油气的大规模聚集成藏作用。这说明,迪那油气藏属于先成藏、后致密,综合各方面证据确认为致密常规油气藏。

总结各类致密常规油气藏分布发育的主控因素可分为 2 类:①控制常规油气藏形成和分布的主控因素;②控制常规油气藏转化为致密常规油气藏的地质因素。后者主要与沉积盆地地层的埋藏和压实成岩作用

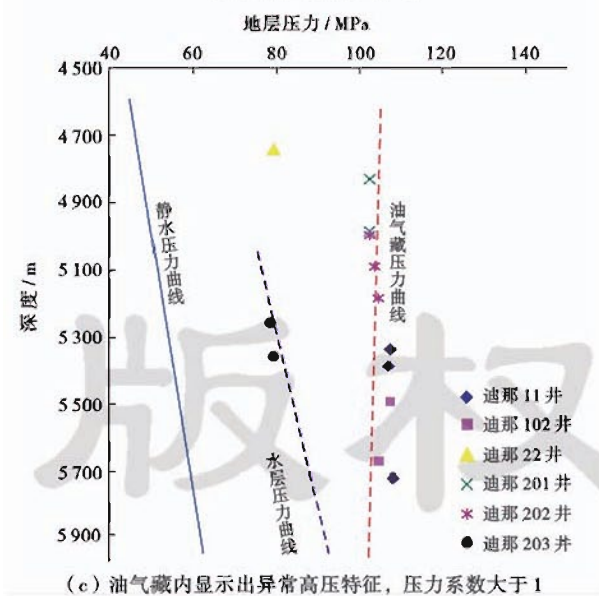
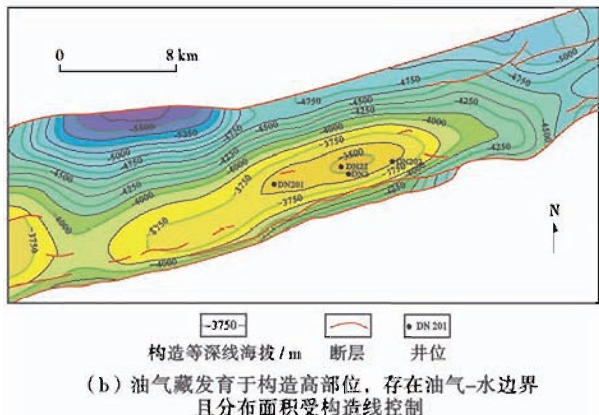
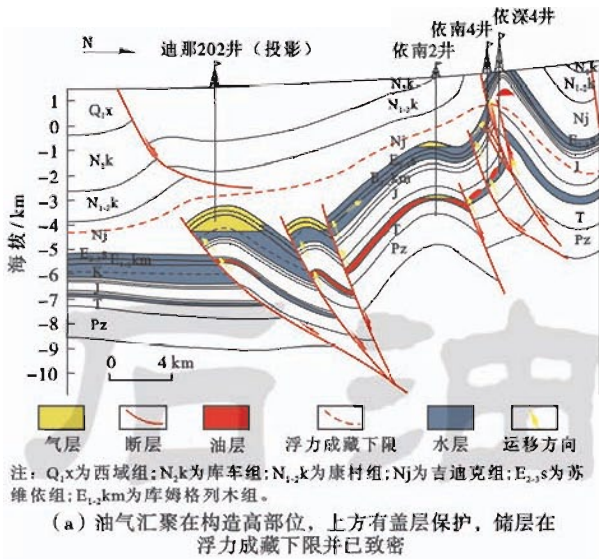


图 25 塔里木盆地库车坳陷迪那油气藏致密常规油气藏地质特征

Fig. 25 Conventional tight reservoir (Diganna reservoir) in Kuqa depression, Tarim Basin

有关^[47-50]。控制常规油气藏形成和分布的地质因素通常被概括为生、储、盖、运、圈、保 6 个方面。从宏观上,

可将这些地质因素概括为既能定量表征、又能客观描述、彼此相互独立且对油气藏形成和分布必不可缺的 4 个功能要素,即提供成藏物质基础的烃源灶(S)、容纳和滞留油气的储集层(D)、运移和聚集油气的低势区(P)、封盖和保护油气的区域盖层(C),4 个功能要素在时空上的组合决定着油气藏的形成和分布。对于汇聚油气的低势区,依据动力机制的不同细分为:形成背斜类油气藏的低位能区(P1)、形成断块类油气藏的低压能区(P2)、形成岩性类油气藏的低界面能区(P3)、形成地层类油气藏的低动能区(P4)。功能要素控藏机制表现在 2 个方面:①各要素对油气成藏的必不可少性,缺少其中任何一个要素都不能形成油气藏;②每一个功能要素都表现出控藏分布的临界条件,包括控藏边界、范围、概率。研究表明,烃源灶(S)控制下的油气藏主要分布在两倍于排烃半径的烃源灶周边范围内,离源灶中心越远成藏概率越低,对中国 73 个大中型油气藏统计后的分布距离是石油小于 50 km、天然气小于 100 km^[51];地质相(D)控油气藏分布的临界条件是储层的颗粒粒径介于 0.1~0.5 mm,分布范围是砂岩类(包括粉砂岩、粉细砂岩、细砂岩、粗砂岩)沉积地层分布发育区,颗粒变粗或变细成藏概率逐步降低为 0%。低势区(P)控藏分布的临界条件是圈闭外部势能高于圈闭内部势能 2 倍以上,势差越大含油气性越好,当聚集油气的势差消失时成藏作用结束。盖层(C)控油气分布的临界条件是盖层厚度大于断层的断距,控油气分布范围取决于有效盖层的分布范围,控藏概率随盖层的有效厚度减薄而降低^[52,53]。

4.1.2 致密深盆油气藏

致密深盆油气藏是有效源岩排出的油气进入了与源岩层紧密相邻的致密储层后,因不受浮力控制而就近聚集形成的油气藏,成因机制可概括为“先致密、后成藏”。由于深坳区内埋藏较深的储层最先进入浮力成藏下限,因而致密深盆油气藏最先形成于深坳区并逐步向周边拓展。这类油气藏形成后显示出“四低、两大、一紧邻”的地质特征(图 8)。

塔里木盆地库车坳陷依南 2 油气藏是一个致密深盆油气藏(图 26),形成于构造斜坡区,地层平缓,目的层是侏罗系阳霞组和阿合组,与侏罗系烃源层互成三明治结构,也与下覆三叠系源岩层紧密接触,有利于广泛连续油气藏形成和分布[图 26(a)]。目前埋深 4 600~4 900 m,处于浮力成藏下限以下的致密地层内,孔隙度介于 3%~9%,显示出储层普遍致密特征;埋深较大(4 600~4 900 m)的阳霞组和阿合组储层含油气,埋深相对较浅(<4 600 m)的储层产水,显示出油气-水倒置特征 图 26(b)];依南 2 井产油气,但依南 2

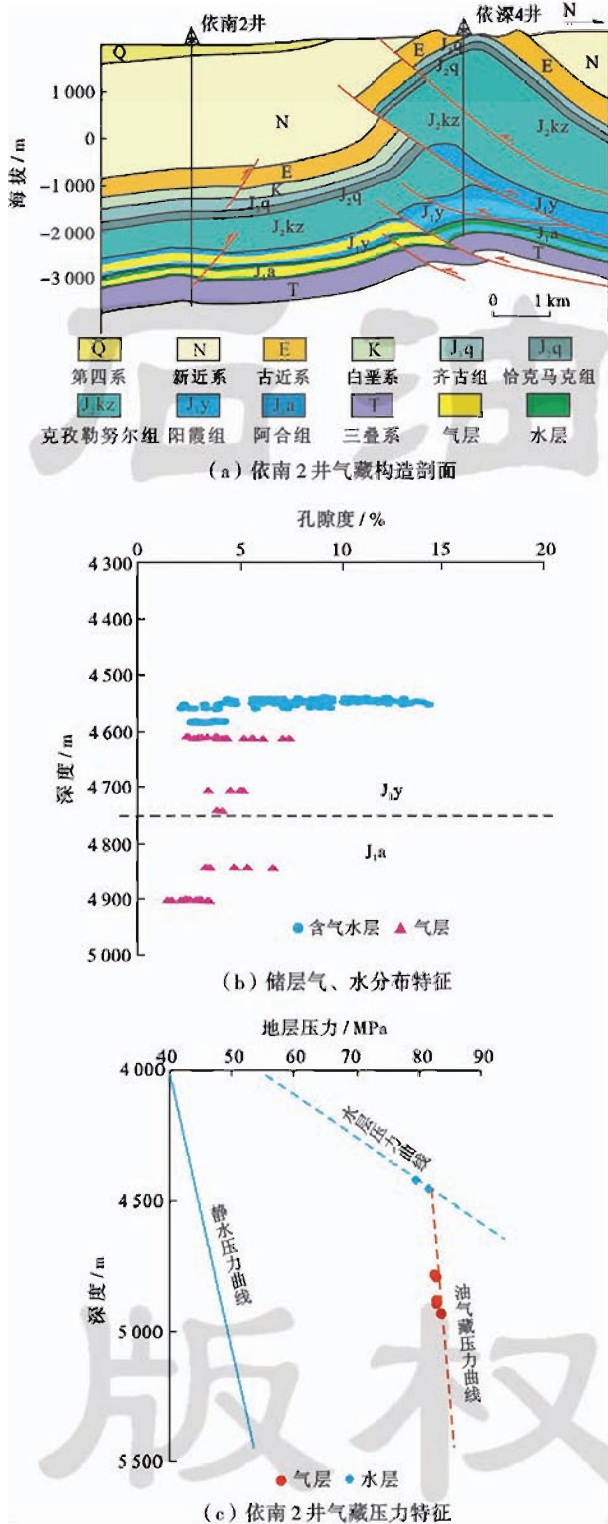


图 26 依南 2 致密深盆气藏源-储演化匹配关系

Fig. 26 Matching relationship of source-reservoir historical evolution of Yinan 2 tight deep basin reservoir

井之外地势更高且处于构造高点的依南 4 井产水,表明具有低坳汇聚油气特征;油气藏目前压力较高但相对于地层孔隙流体水的压力而言仍然较低,具有低压稳定特征[图 26(c)].除了这些特征之外,依南 2 井

的油气具有腐殖型母质的成因特征,热演化程度与下覆三叠系源岩相符,原油和油砂的甾、萜烷质谱图与三叠系依奇克里克组烃源岩的甾、萜烷质谱图具有很好的对应关系,这说明目前在依南 2 井发现的油气主要来自下覆三叠系源岩层。依南 2 井的含油气目的层与其之下三叠系源岩具有源-储紧密相邻特征;构造发育史研究表明,依南 2 井长期处于构造变动相对稳定的斜坡区,依南 4 井处于构造变动较强的构造高点,之后受到了剥蚀;依南 2 井储层压实致密化作用发生在 10 Ma 之后,而源岩的大量排油气作用发生在 5 Ma 之后,从源岩演化排烃史和储层成岩致密史匹配关系分析属于先致密、后成藏。依据上列特征确认依南 2 井属于一个致密深盆油气藏。

总结各类致密深盆油气藏(图 8)形成和分布发育的主控因素有 4 个:储层普遍进入了浮力成藏下限(L),构造环境稳定(W),储层广泛连续分布(D)和与储层紧密相邻且持续生、排油气的有效源岩层(S)。稳定的构造环境使深盆油气藏形成之后能够得到保存;广泛连续分布且普遍致密的储层使油气排出源岩层后就地聚集成藏,另外当油气聚集时,内部的孔隙水也能够顺利地向外向上排出;持续供油气的源岩层能够为深盆油气藏的形成和分布提供物质基础。四要素对形成深盆油气藏必不可缺,统计发现,形成致密深盆油气藏的目的层孔隙度小于 12%、渗透率低于 1 mD;构造环境稳定,通常地层倾角小于 10°;储层叠复连片分布,通常是滨海湖滩、礁滩复合、三角洲前缘与水下河道共存等沉积环境;源岩与储层紧密相邻,油气排出源岩后就地富集成藏。每一个要素都存在控藏临界条件,四个要素控藏条件的时空组合决定着致密深盆油气藏的形成和分布。

4.1.3 致密复合油气藏

致密复合油气藏是致密常规油气藏与致密深盆油气藏叠加复合而成,成因机制上属于“先成藏、后致密、再成藏”。这类致密油气藏主要分布在构造斜坡区和构造高部位,具有致密常规油气藏“高点汇聚、高位封盖”特征,同时也具有致密深盆油气藏“低坳汇聚、低孔富集”特征。一方面,早期在构造高部位形成的常规油气藏,它们的含油气面积因埋深增大和压实作用增强而向下向外增大,另一方面后期在构造低坳区形成的致密深盆油气藏随埋深增大和油气不断进入致密储层,含油气面积不断向上向外扩大。油气来源条件较好时,致密常规油气藏与致密深盆油气藏的含油气范围叠加形成复合型致密油气藏。

塔里木盆地库车坳陷迪北油气藏是一个致密复合

油气藏。迪北地区既处于致密常规油气藏有利发育区、也处于致密深盆油气藏有利发育区,迪北油气藏是两种不同成藏机制形成的油气藏叠加复合的结果(图27)。2012年7月在迪北地区钻探的迪西1井在侏罗系发现油气层厚106 m,孔隙度平均5.3%,放喷产气 $59.0 \times$

$10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 、油 $69.6 \text{ m}^3/\text{d}$ 。自2012年对迪西地区展开钻探,共钻5口探井,4口获工业油气流,除依南2井外,新钻迪西1井、迪北101井、迪北102井、迪北104井均获工业油气流;上交控制天然气储量 $564.2 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、凝析油储量 $258.43 \times 10^4 \text{ t}$ 。

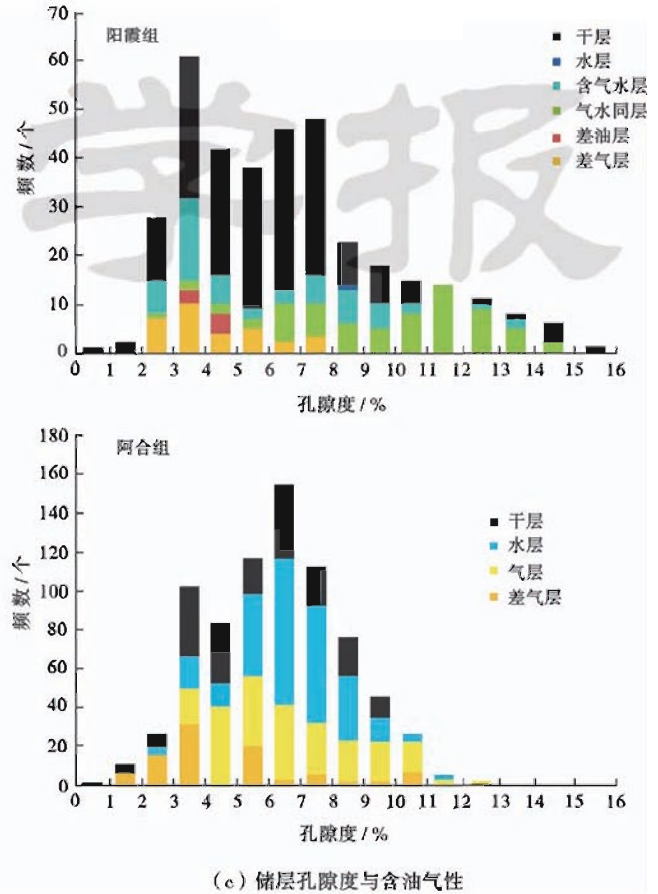
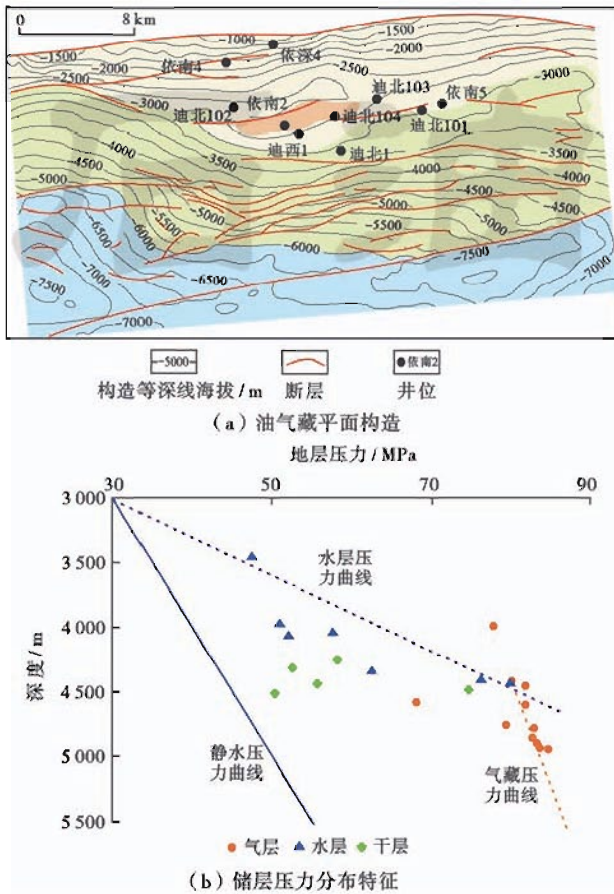


图27 塔里木盆地库车坳陷迪北致密复合油气藏基本地质特征

Fig. 27 Geological characteristics of composite tight hydrocarbon reservoir in Dibe, Kuqa depression, Tarim Basin

迪北致密油气藏所在地区曾经发育一个正向构造圈闭,开始形成于约12 Ma前的库车组沉积期,在2 Ma前,构造规模达到最大,高点在依南4井附近。迪西1井和依南2井当时处于这一构造的西南斜坡之上,目前呈现出低幅背斜构造特征。

迪北地区周边发生过2期油气充注,与储层匹配形成了“先成藏、后致密、再成藏”的致密复合油气藏(图28)。早期成藏发生于10~5 Ma,此期储层孔隙度大于12%,油气主要在浮力作用下进入构造圈闭的高部位,形成了常规油气藏;晚期成藏发生在5~0 Ma,储层因埋藏压实已变得致密,孔隙度小于12%,油气主要在非浮力作用下成藏。两种成藏作用叠加复合形成了致密复合油气藏。砂岩颗粒抽提物定量荧光(QGF-E)资料说明在早成藏期,依深4井、依南4井、依南2井都在含油气范围内;砂岩颗粒定量荧光(QGF)资

料说明晚成藏期,依深4井、依南4井、依南2井也都在含油气范围内。各时期形成的不同颜色的包裹体均一化温度测定结果表明,迪北地区的油气充注是一个逐渐加强的过程,越到晚期油气充注强度越大,大量的油气主要是在近5 Ma进入目的层并形成大规模油气聚集。研究区最重要的目的层阿合组和阳霞组处于侏罗系源岩层和三叠系源岩层之间。研究表明,源岩层在演化过程中于10 Ma前就开始了大量的排烃作用,而储层主要于5 Ma左右开始进入浮力成藏下限(孔隙度 $< 12\%$),源岩大量排烃期与储层致密史的匹配关系说明迪北地区经历了“先成藏、后致密、再成藏”的过程,有利于致密复合油气藏的形成和分布。研究区三叠系和侏罗系的烃源岩层主要含有II—III类母质,既生成了大量的气,也生成了相当数量的液态烃,因此目前在圈闭中见到油、气共存并以气为主是正常现象。

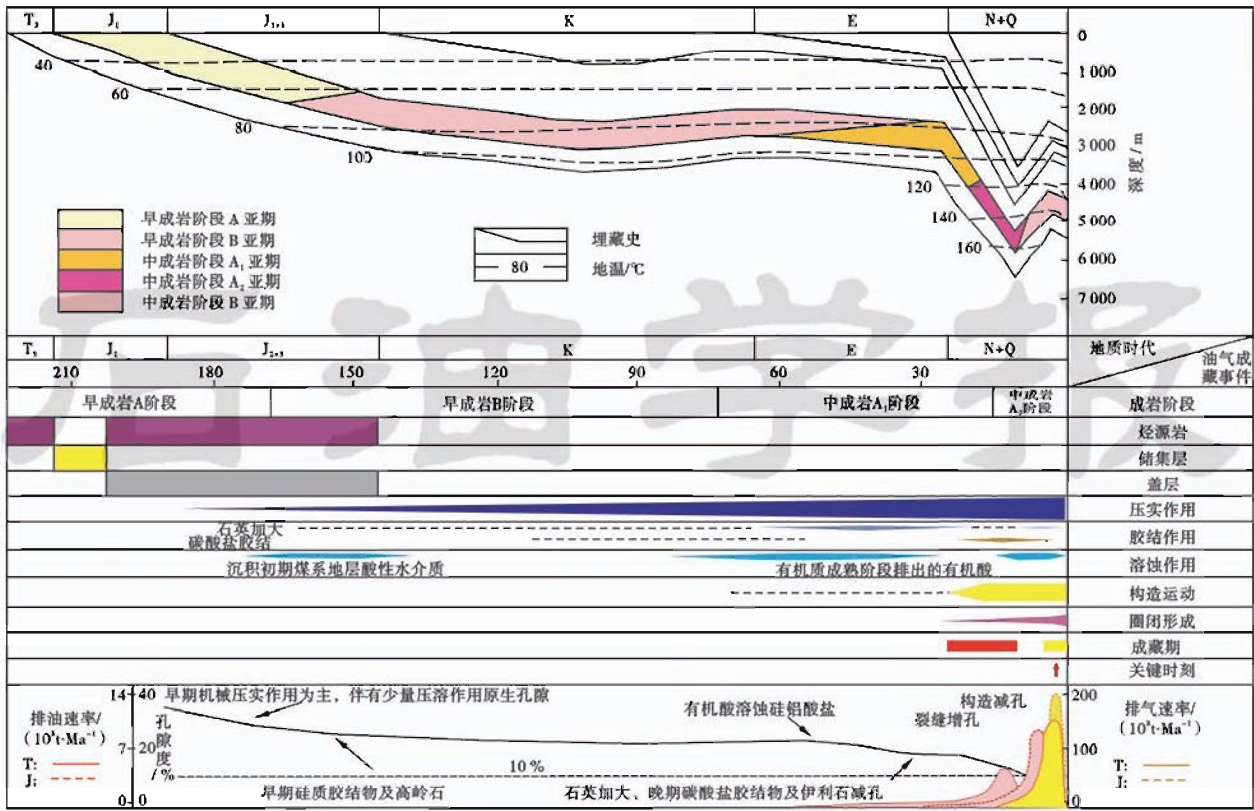


图 28 迪北致密油气藏源-储演化历史与匹配关系

Fig. 28 Matching relation of source-reservoir evolution history of Dibeitight reservoir

总结各类致密复合油气藏分布发育的主控因素分为 2 类:①与致密常规油气藏的形成和分布有关,包括盖层(C)、储层(D)、低势区(P)、烃源灶(S);②与致密深盆油气藏的形成和分布有关,包括普遍致密的储层(L)、稳定构造环境(W)、连片分布的储层(D)、紧邻储层发育的源岩层(S)。综合考虑后的主控因素有 6 项,即 S、D、C、W、P、L。致密复合油气藏的成因机制是致密常规油气藏与致密深盆油气藏的叠加和复合。

4.2 三种致密油气藏特征差异与演化过程

4.2.1 不同类型致密油气藏成因特征及判别标志

致密常规油气藏、致密深盆油气藏和致密复合油气藏的地质特征、形成条件、成因机制、发育模式与分布规律之间的差异性如表 2 所示^[36]。

致密常规油气藏的基本特征是“先成藏、后致密”,分布发育受浮力控制。判别标准是“四高、两小、一分离”。“四高”系指高点汇聚、高位封盖、高孔富集、高压成藏;“两小”系指油气藏通常含油气分布面积小、储量规模小;“一分离”是指油气藏与烃源岩通常彼此分离,不直接接触。油气藏形成受烃源灶(S)、区域盖层(C)、沉积相(D)和低势区(P)四大功能要素控制,分布发育模式可用 T-C/D/P/S 表示。

致密深盆油气藏的基本特征是“先致密、后成藏”,

分布发育不受浮力控制。判别标准是“四低、两大、一紧邻”。“四低”指低坳汇聚、低位倒置、低孔富集、低压稳定;“两大”系指油气藏分布发育面积和油气藏储量规模通常很大;“一紧邻”系指油气藏与烃源岩紧密接触,不能分离。致密深盆油气藏的形成受烃源灶(S)、地质相(D)、稳定构造环境(W)和普遍致密储层(L)四大功能要素控制,分布发育模式可用 T-L/W/D/S 表示。

致密复合油气藏的基本特征是“先成藏、后致密、再成藏”,分布发育是早期受浮力控制、中期受压成岩控制、晚期受分子体积膨胀作用控制。判别标准是“四高、四低、两大、一紧邻”。“四高、四低”系指高点富油气与低点富油气共存、高孔隙聚油气与低孔隙聚油气共存;高压油气层与低压油气层共存;高产油气层与低产油气层共存。“两大”系指油气藏分布面积大、资源储量规模大。“一紧邻”是指含油气目的层与烃源岩层紧密相邻。致密复合油气藏的形成受 C、D、P、S、L、W 等 6 大因素控制,分布发育模式可用 T-C/D/P/S+T-L/W/D/S 表示。

4.2.2 不同类型致密油气藏形成演化过程与叠加复合机制

油气藏地质特征与分布发育模式是油气成藏动力

表 2 三种致密油气藏地质特征与差异标志
Table 2 Geological characteristics and differences of 3 types of tight reservoirs

类别	地质特征	主控因素	成藏机制		分布发育模式
			动力	源-储匹配	
常规油气藏	“四高、两小、一分离” $\Phi > 12\%$ $K > 1\text{mD}$ $R > 2\mu\text{m}$	成藏期 (T) 区盖层 (C) 有利相 (D) 低势区 (P) 烃源灶 (S) 自由流体动力场	浮力为主	储层非致密期 源岩排烃成藏	<p>常规油气藏 自由流体动力场 埋藏浅+孔渗大+浮力为主</p>
致密常规油气藏	“三高、一低、两小、一分离” $\Phi < 12\%$ $K < 1\text{mD}$ $R < 2\mu\text{m}$	成藏期 (T) 区盖层 (C) 有利相 (D) 低势区 (P) 烃源灶 (S) 局限流体动力场	压实成岩致密	储层致密前源 岩排烃成藏, 先成藏、后致密	<p>致密常规油气藏 局限流体动力场 埋藏深+孔渗低+非浮力</p>
致密深盆油气藏	“四低、两大、一分离” $\Phi < 12\%$ $K < 1\text{mD}$ $R < 2\mu\text{m}$	成藏期 (T) 致密储层 (L) 构造稳 (W) 有利相 (D) 烃源灶 (S) 局限流体动力场	分子体积膨胀力	储层致密后源 岩排烃成藏, 先致密、后成藏	<p>致密深盆油气藏 局限流体动力场 埋藏深+孔渗低+非浮力</p>
致密复合油气藏	“四高、四低、两大、一紧临” $\Phi < 12\%$ $K < 1\text{mD}$ $R < 2\mu\text{m}$	成藏期 (T) 区盖层 (C) 有利相 (D) 低势区 (P) 致密储层 (L) 构造稳 (W) 烃源灶 (S) 局限流体动力场	早期浮力为主, 中期压实为主, 晚期分子体积膨胀	先成藏、后致密、再成藏	<p>致密复合油气藏 局限流体动力场 埋藏深+孔渗低+非浮力</p>

机制决定的, 而导致油气成藏动力机制不同的根本要素是储层的孔隙结构, 包括孔隙度、孔喉半径和渗透率。储层孔隙度大 ($> 12\%$)、渗透率高 ($> 1\text{mD}$)、孔喉半径大 ($> 2\mu\text{m}$), 油气运、聚成藏受浮力控制, 图 7 和图 29(a) 分别为这类油气藏发育特征与成藏机制物理模拟实验结果; 储层孔隙度小 ($< 12\%$)、渗透率低 ($< 1\text{mD}$)、孔喉半径小 ($< 2\mu\text{m}$), 油气运、聚成藏不受浮力控制, 图 8 和图 29(b) 分别为这类油气藏发育特征与成藏机制物理模拟实验结果。在盆地演化过程中, 储层的孔隙度、渗透率和孔喉半径是随着埋深增大而减小的, 经历了早期高孔渗储层成藏和晚期低孔渗

储层成藏 2 个完全不同的阶段。为讨论问题方便, 以浮力成藏下限为界, 将含油气盆地目的层储层孔隙度较大 ($> 12\%$)、渗透率较大 ($> 1\text{mD}$)、孔喉半径较大 ($> 2\mu\text{m}$)、源岩热演化程度 (R_0) 较低 ($< 1.2\%$), 油气运、聚成藏受浮力作用主导的地层领域称之为自由流体动力场; 将含油气盆地处于浮力成藏下限和油气成藏底限之间的致密地层领域称为局限流体动力场, 它们的储层孔隙度较小 ($12\% \sim 2.4\%$)、渗透率较低 ($1.0 \sim 0.01\text{mD}$)、孔喉半径较小 ($2.0 \sim 0.01\mu\text{m}$)、源岩热演化程度 (R_0) 较高 ($1.2\% \sim 2.5\%$), 油气运、聚成藏不受浮力作用主导; 将油气成藏底限之下的超致密地

层领域称之为束缚流体动力场。致密常规油气藏、致密深盆油气藏和致密复合油气藏成因机制不同,能够同时出现在局限流体动力场内是含油气盆地在

埋藏过程中流体动力场形成演化过程中不同阶段、不同动力作用形成的不同类型油气藏彼此叠加复合的结果。

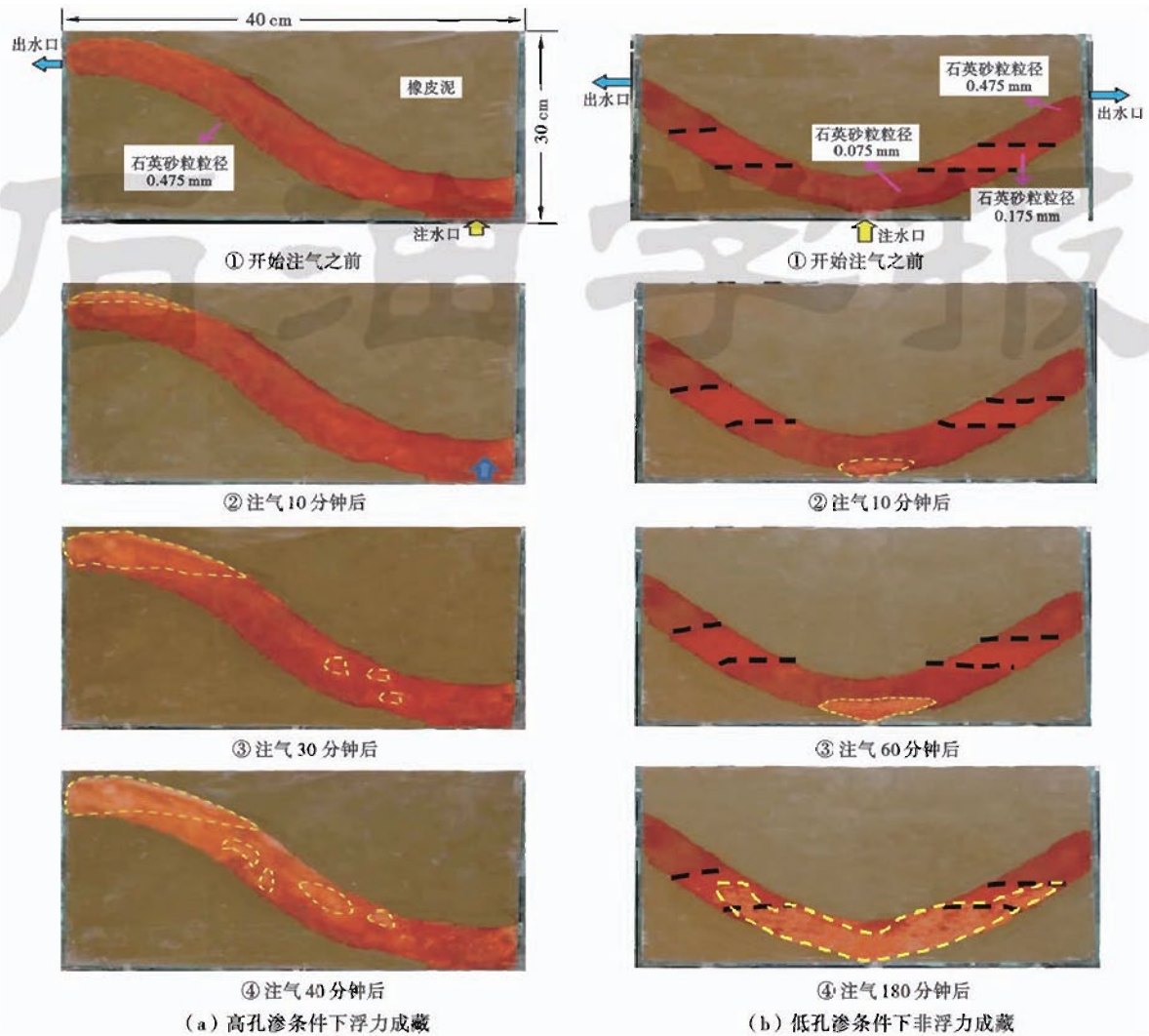


图 29 浮力与非浮力作用下油气成藏特征物理模拟实验结果

Fig. 29 Result of comparative physical stimulation experiments of hydrocarbon accumulation under buoyancy and non-buoyancy action

当前的局限流体动力场在地史过程中经历了自由流体动力场和局限流体动力场 2 个演化阶段(图 30)。在盆地演化的早期阶段,目的层埋深浅,孔隙度高,油气主要在浮力作用下进入构造高部位的圈闭内聚集形成常规油气藏;目的层处于盆地深坳区的部分可能进入了局限流体动力场并开始形成致密深盆油气藏[图 30(a)]。盆地演化的中期阶段,目的层一部分因埋深增大和压实作用增强进入了局限流体动力场,一部分处于自由流体动力场,还有一部分可能进入了束缚流体动力场。进入局限流体动力场的目的层内原已形成的常规油气藏此阶段转变成致密常规油气藏,含油气面积向外向下得到扩展;原已形成的致密深盆油气藏

因大量油气排入目的层而快速向上向外扩大含油气面积;最早在深坳区形成的致密深盆油气可能因埋深过大而进入了束缚流体动力场。此阶段可以在盆地内见到致密常规和致密深盆 2 种致密油气藏[图 30(b)]。盆地演化的晚期阶段,目的层埋深进一步加大,在烃源岩排烃量足够大的情况下,后来快速扩大的致密深盆油气将覆盖致密常规油气形成一种全新的致密复合油气藏,此时可在含油气盆地同时见到 3 种不同类型的致密油气藏[图 30(c)]。

4.3 叠复连续油气藏成因过程特征与阶段划分

每一个叠复连续油气藏内都发育有多个目的层段,每一个目的层段在埋藏过程中都可能经历过自由

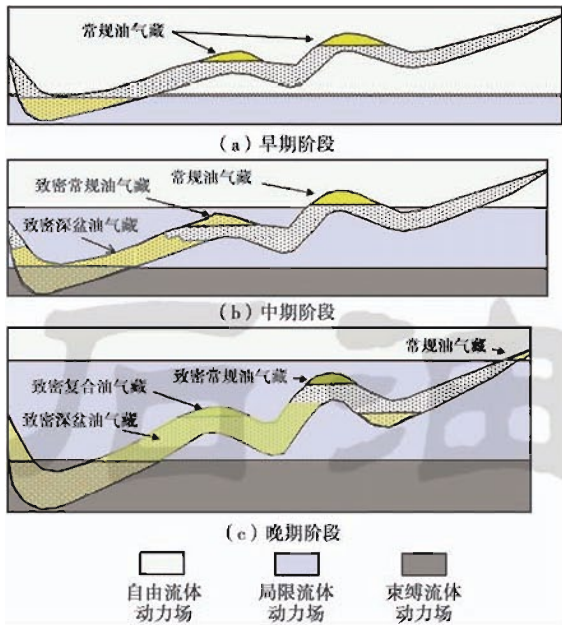
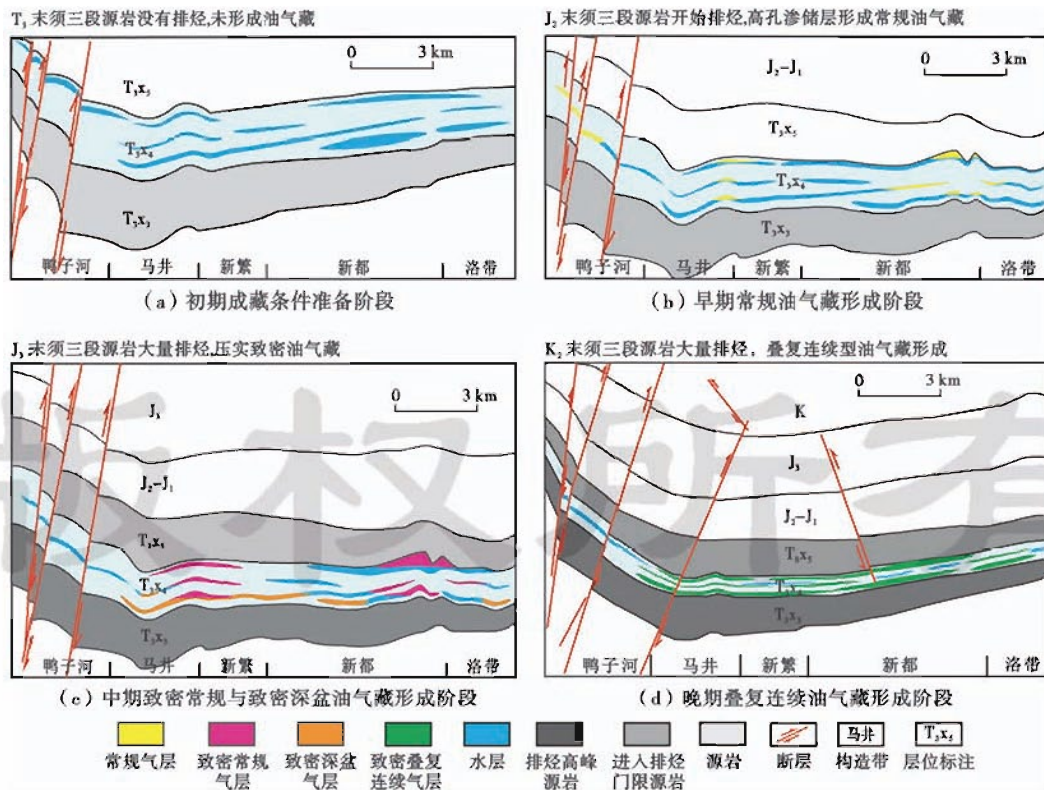


图 30 流体动力场演化及控油气成藏基本特征

Fig. 30 Evolution of fluid dynamic field and its basic characteristics of accumulation

流体动力场和局限流体动力场 2 个成藏阶段,由于自身孔隙结构、变化特征及其与烃源岩层接触关系的不同显示出不同的成藏历程,多个不同成藏历程的目的

层段在纵向上叠加、平面上复合形成了当前见到的复杂油气地质现象。图 31 是基于四川盆地川西坳陷叠复连续油气藏详细剖析^[31]后恢复的演化过程特征,在此基础上将叠复连续油气藏形成过程划分为 4 个阶段:①初期天然气成藏条件准备阶段,须家河组四段(须四段)沉积初至三叠纪末,因须家河组三段(简称为须三段)源岩层没有进入排烃门限,因而没有形成油气藏[图 31(a)];②早期常规油气藏形成阶段,三叠纪末至中侏罗世末,须三段源岩已发生了大量排烃作用,因须四段处于自由流体动力场阶段,油气在浮力作用下主要进入了须四段上部各目的层段的构造高点形成了常规油气藏[图 31(b)];③中期致密常规和致密深盆气藏形成阶段,中侏罗世末至上侏罗世末,须四段已进入局限流体动力场,因压实作用孔隙度减小,早期形成的常规气藏转变成致密常规气藏,下部紧邻源岩层的致密砂岩中开始形成致密深盆气藏[图 31(c)];④晚期叠复连续气藏形成阶段,侏罗纪末至中白垩世末,致密深盆油气藏大规模形成,并在一些地区与早前形成的致密常规油气藏叠加复合,形成了致密复合油气藏[图 31(d)]。通过对主要目的层不同时期、不同流体动力场内不同类型油气藏主控因素和控藏作用研究,可以预测它们在平面上的有利发育区。



注: T₃x₁—T₃x₅ 为须家河组一段—五段。

图 31 川西坳陷须家河组叠复连续油气藏形成过程特征与阶段划分

Fig. 31 Characteristics and stage division of superimposed continuous reservoirs accumulation process of Xujiahe Formation in western Sichuan depression

5 叠复连续油气藏发育模式与有利勘探区预测

叠复连续油气藏分布发育在局限流体动力场内,受浮力成藏下限和油气成藏底限2个动力学边界控制;通常发育多个含油气目的层段且分布于源岩层系之内或上、下,平面上广泛连续成片分布;含油气范围内富油气甜点受众多因素影响,“近源-优相-低势”复合区最好,概念模型如图32所示。应用这一模式可以预测叠复连续油气藏有利分布发育领域、有利成藏区带和有利富油气目标。

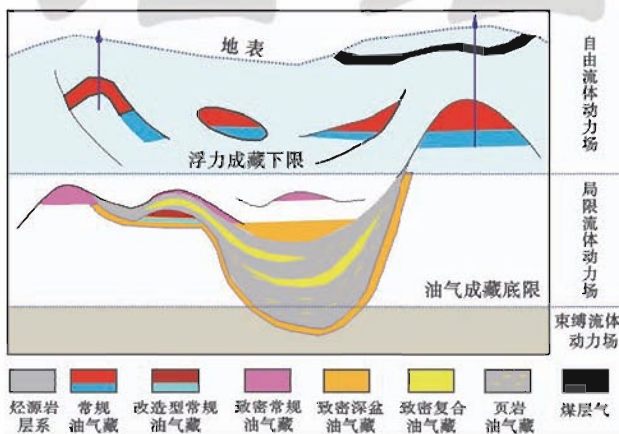


图32 叠复连续油气藏分布发育模式

Fig. 32 Basic distribution model of superimposed continuous reservoirs

5.1 叠复连续油气藏发育在局限流体动力场内,勘探前景广阔

应用叠复连续油气藏分布发育模式预测和评价有利勘探领域的关键是在研究区划分出局限流体动力场、确定有效源岩层系并分析源岩大量排烃时间和储层成岩致密时间的匹配关系,计算出叠复连续油气藏的资源潜力。

5.1.1 局限流体动力场划分

通过对已发现油气藏剖析,研究含油气目的层孔隙度、渗透率、孔喉半径随埋深的变化规律,结合地震相和沉积相的研究,在地质剖面上找出与浮力成藏下限和油气成藏底限相对应的界面,图33(a)为四川盆地川西坳陷地层剖面中流体动力场划分结果。研究表明,川西坳陷局限流体动力场分布在埋深1200~6500 m,砂岩储层孔隙度平均11%~2%、渗透率介于1~0.01 mD、孔喉半径介于2~0.01 μm 。处于局限流体动力场内的砂岩目的层,不管位于构造高点还是低坳区都普遍含气或为干层,只有在断层周边的个别井点内见到水层;在局限流体动力场之上为自由流体动力

场,油气在浮力作用下主要富集在构造高部位,具有“西高、二小、一分离”的地质特征,由于川西地区浅部目的层之中的天然气主要来自深部须家河组一段(简称为须一段)、须三段和须家河组五段(简称为须五段)烃源岩层,因此已发现的油气藏主要分布在气源断裂带上的构造高部位;构造低部位的砂岩储层普遍见水,反映了浮力对天然气的分异作用。图33(b)是四川盆地川西坳陷须二段流体动力场平面划分结果,图中的紫色区为束缚流体动力场,不利于天然气聚集成藏,勘探风险大;图中其他部分均为局限流体动力场,依据成藏条件的不同又分为天然气最有利富集区、有利富集区和较有利富集区。须二段目前整体埋深大,平面上没有出现自由流体动力场,理论上都有利于叠复连续致密天然气藏的形成和分布。

5.1.2 局限流体动力场油气成藏条件分析

局限流体动力场非常有利于油气藏的形成和保存,与自由流体动力场相比具有4个有利条件:①储层普遍致密,浮力对油气运移和聚集成藏不起主导作用,说明源岩在这一阶段排出的所有油气都不会轻易散失,保存条件远较上部的自由流体动力场好。②源岩层热演化程度高,地层温度较高、分布在100~200 $^{\circ}\text{C}$, R_0 在1.2%~2.5%,单位重量母质生成的烃量达100~220 kg/t,排烃效率25%~99%,平均分别是自由流体动力场的2倍和5倍。③源岩层排出的油气进入紧密相邻的储层后能马上就地富集起来构成资源,运、聚效率特别高,超过自由流体动力场3~10倍。④目前处在局限流体动力场内的含油气目的层,都曾经历过自由流体动力场演化阶段,早期形成的常规油气藏在进入局限流体动力场后将因压实作用而转变为致密常规油气藏,构成了局限流体动力场内油气资源的一部分。图34是对中国东部、中部、西部3个代表性含油气盆地局限流体动力场内烃源岩排烃过程特征的研究结果。渤海湾盆地发育的古近系主力烃源岩层在进入浮力成藏下限之后的局限流体动力场内排出的烃量约占总排烃量的83%;四川盆地川西坳陷发育的须家河组主力烃源岩层在进入浮力成藏下限之后的局限流体动力场内排出的烃量约占总排烃量的97%;塔里木盆地寒武系主力烃源岩层在进入浮力成藏下限之后的局限流体动力场内排出的烃量约占总排烃量的77%。三者平均超过80%,这表明局限流体动力场内赋存的油气资源至少是自由流体动力场内的5倍以上。

5.1.3 局限流体动力场内油气资源定量评价

评价局限流体动力场内油气资源,关键是研究源岩排出烃量变化史、储层成岩致密史及其二者的匹配关系(图35)。基本原理是计算出源岩层自进入浮力

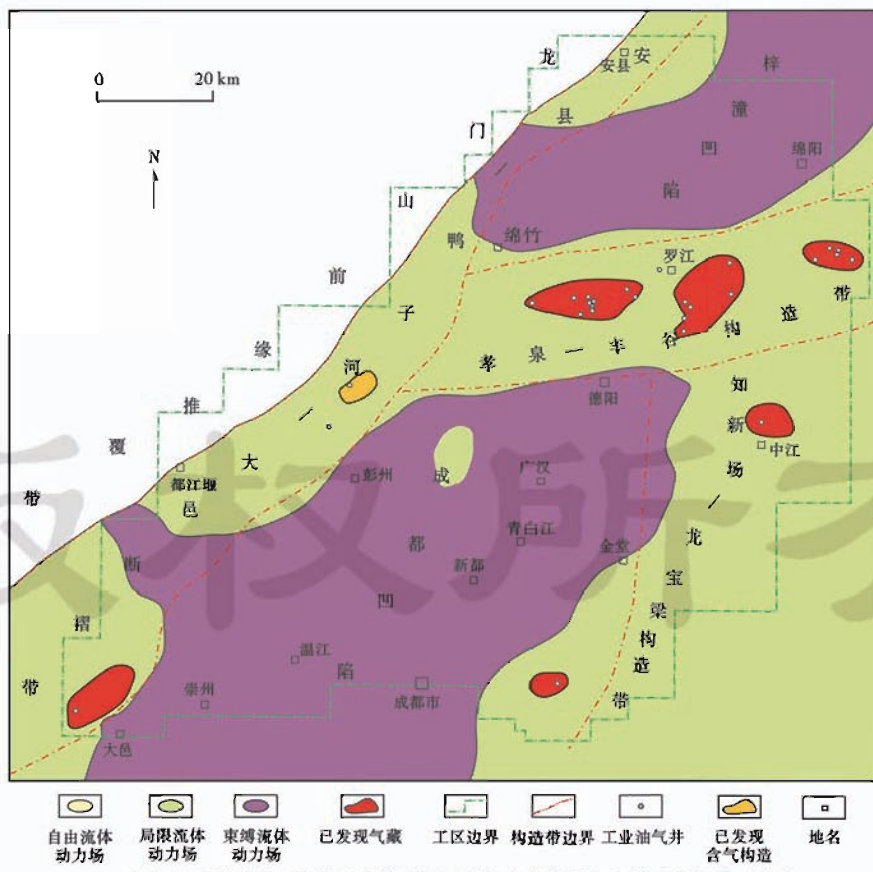
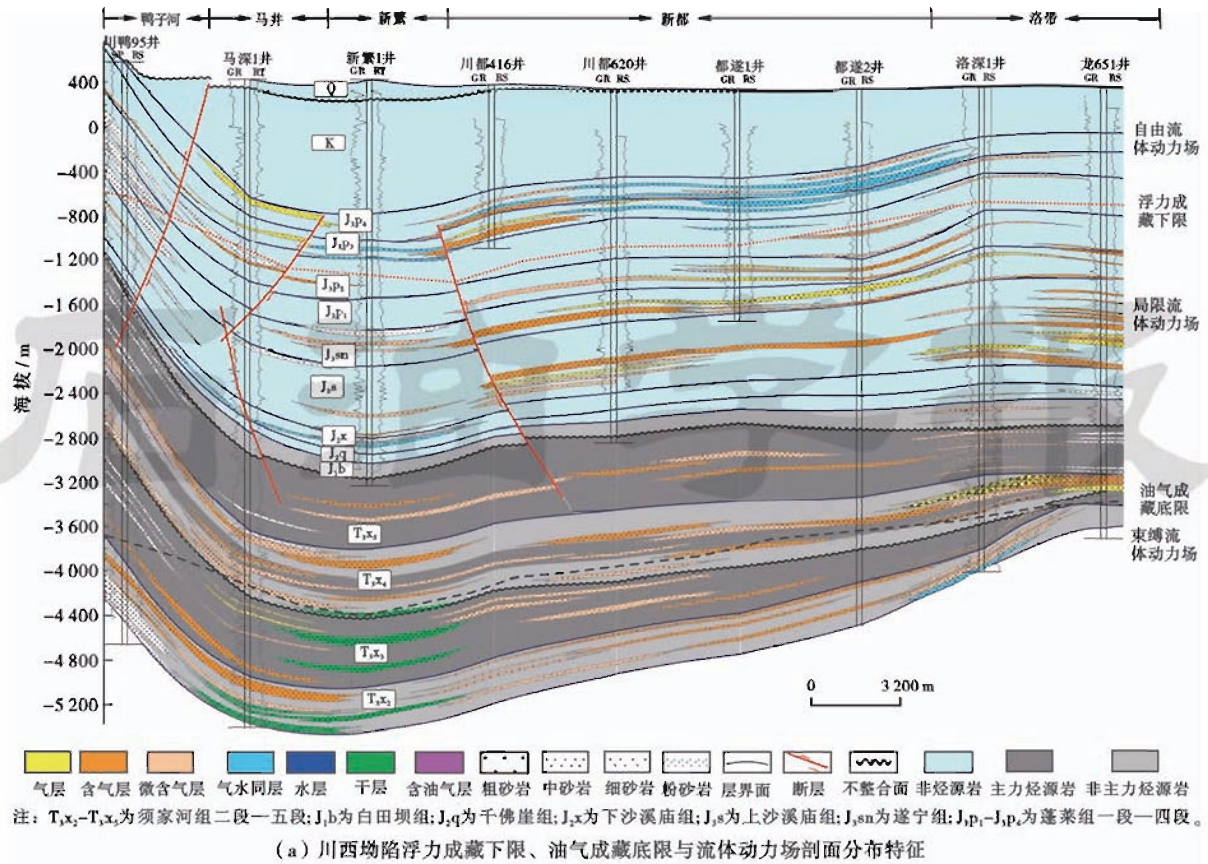


图 33 川西拗陷流体动力场划分及剖面、平面分布特征

Fig. 33 Profile and plane distribution of limit fluid dynamic field in western Sichuan depression

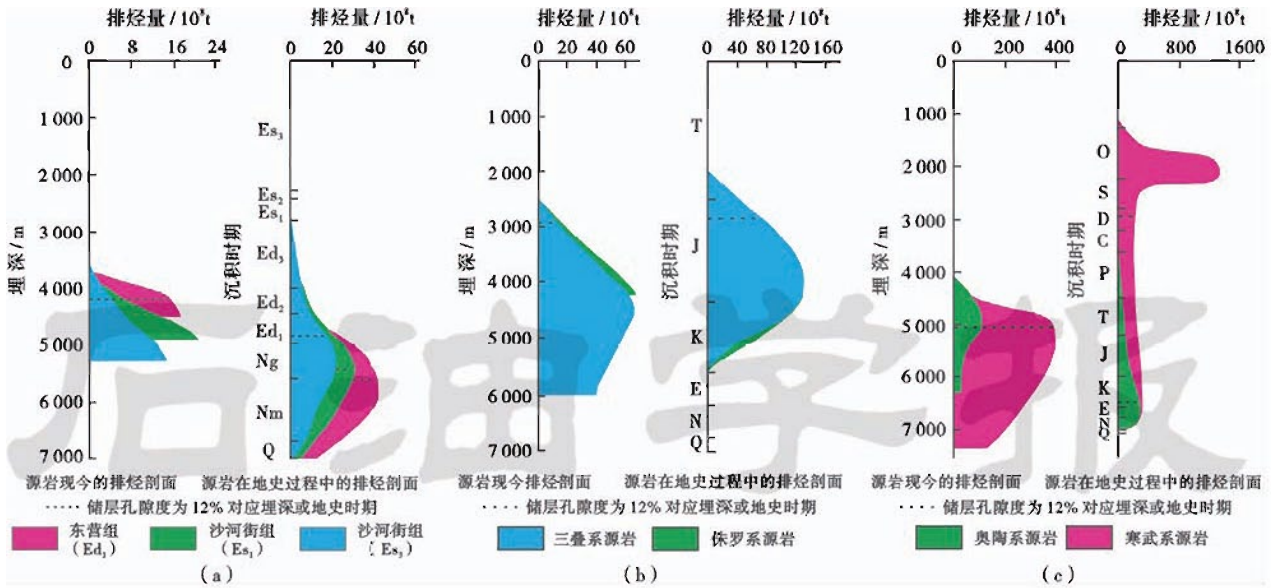


图 34 含油气盆地局限流体动力场烃源岩排油气特征

Fig. 34 Expulsion process characteristics of source rocks of limited fluid dynamic field in major petroliferous basins of China

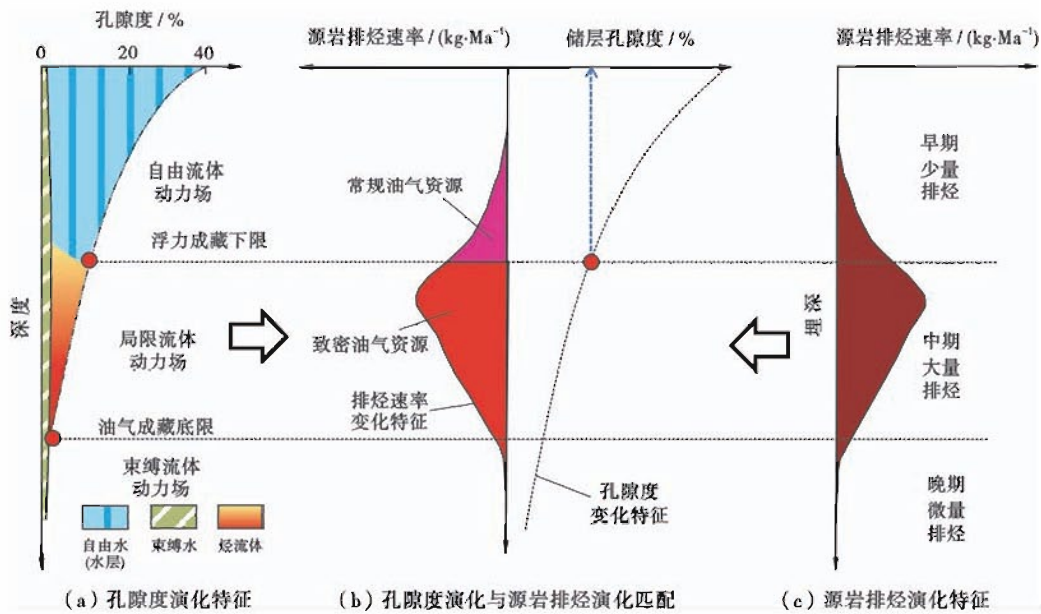


图 35 局限流体动力场内源岩大量排烃期与储层致密期匹配有利形成致密油气藏

Fig. 35 Matching relationship between source rock expulsion and reservoir tightness in limited fluid dynamic field

成藏下限或进入局限流体动力场或储层变得致密(孔隙度 $<12\%$)后排出的烃量,将排出烃量乘以运、聚系数可以得出资源量。理论上,源岩进入浮力成藏下限后,因周边储层变得致密,浮力对油气运移不起作用,就地聚集成藏,聚集系数可取 1,源岩排出烃量在理论上可全部视为资源。

表 3 是依据源岩层生、排油气史与局限流体动力场内致密储层成岩史匹配关系研究后,模拟计算获得的中国 5 个重点地区致密油气资源量与相对量。5 个盆地或地区致密油气所占总资源比例介于 $37\% \sim 98\%$, 平均 82% , 主要源岩排烃总量约 $9.695 \times 10^6 \text{ t}$, 其中致密

油气约 $7.950 \times 10^5 \text{ t}$ 。以 15% 可利用率折算成油气当量,资源当量超过 $100 \times 10^{12} \text{ m}^3$, 勘探前景广阔。

5.2 叠复连续油气藏发育于源岩层系内,三种致密油气藏分布须分别预测和评价

5.2.1 叠复连续油气藏有利目的层系选择

局限流体动力场内叠复连续油气藏的形成和分布严格受烃源岩层系的控制,含油气目的层系的分布发育与源岩层系的分布发育紧密相关(图 36)。纵向上,它们或发育于源岩层系之内或分布于顶、底。松辽盆地扶扬油层中的叠复连续致密油分布发育于主力烃源层青山口组底界面之下的致密储层内;塔里木盆地库

表3 中国几个主要含油气盆地局限流体动力场内油气资源相对量评价

Table 3 Evaluation of relative hydrocarbon resources in limited fluid dynamic field of the major petroliferous basins in China

地区	地层或源岩	排烃量/ 10 ⁸ t	常规油气 资源量/10 ⁸ t	致密油气 资源量/10 ⁸ t	致密油气 比例/%	致密深盆油气 资源量/10 ⁸ t	致密深盆油气 比例/%	致密常规油气 资源量/10 ⁸ t	致密常规油气 比例/%
塔里木盆地	奥陶系	824.11	516.06	308.05	37.38	172.13	20.89	135.92	16.49
	寒武系	3587.62	504.00	3083.62	85.95	1936.01	53.96	1147.61	31.99
	排油气总量	4411.73	1020.06	3391.67	76.88	2108.14	47.78	1283.53	29.09
库车坳陷	侏罗系	1436.55	67.01	1369.54	95.34	607.46	42.29	762.08	53.05
	三叠系	950.83	304.57	646.26	67.97	457.32	48.10	188.94	19.87
	排油气总量	2387.38	371.58	2015.80	84.44	1064.78	44.60	951.02	39.84
准噶尔盆地	侏罗系泥岩	1524.92	101.89	1423.02	93.32	857.19	56.21	565.83	37.11
	侏罗系煤	501.26	89.54	411.72	82.14	165.66	33.05	246.05	49.09
	排油气总量	2026.18	191.44	1834.74	90.55	1022.85	50.48	811.89	40.07
川西坳陷	下侏罗统	11.48	0.17	11.31	98.52	6.77	58.97	4.54	39.55
	上三叠统	744.21	19.83	724.38	97.34	527.20	70.84	197.18	26.50
	排油气总量	755.69	20.00	735.69	97.35	533.97	70.66	201.72	26.69
南堡凹陷	东营组三段	22.24	12.91	9.33	41.95	8.92	40.11	0.41	1.84
	沙河街组一段	30.65	4.36	26.29	85.77	14.79	48.25	11.50	37.52
	沙河街组三段	63.00	4.70	58.30	92.54	42.48	67.43	15.82	25.11
	排油气总量	115.89	21.97	93.92	81.04	66.19	57.11	27.73	23.93

车坳陷白垩系内叠复连续致密气藏发育于主力源岩层侏罗系顶面之上的致密储层内；四川盆地川西坳陷须家河组2个目的层段的叠复连续气藏(须二段和须四段)分布发育在3套主力源岩层(须一段、须三段、须五段)之间；鄂尔多斯盆地上古生界叠复连续致密气藏的3个含气目的层段(山1段、山2段、盒8段)分布发育在主力源岩层山西组之内及顶界面上[图36(a)]。局限流体动力场内烃源岩层系对叠复连续油气藏的控制作用还表现在对目的层富油气程度的控制上。研究表明，源岩层排油气强度越大，与其相邻的目的层内油气充满度越高，储层内含油气饱和度越大；离源岩层纵向距离越大，目的层内被油气充注的储层厚度所占比率越小。图36(b)是鄂尔多斯盆地各目的层段含气性与主力源岩层山西组和太原组的相对距离及其含气性的关系，清楚地表明在源岩层系内或紧邻其上、下发育的目的层(山1段、山2段、盒8段)含气性最好，含气砂岩厚度比率超过40%；离源岩层距离越来越大的石盒子组7段—1段，直至更浅埋的石千峰组5段—1段，含气砂岩厚度比逐步降至不到1%。平面上，叠复连续油气藏分布在源岩层有效排烃范围之内(图4)。

5.2.2 叠复连续油气藏有利成藏区带预测评价方法原理

预测和评价叠复连续油气藏须在预测和评价3种不同类型致密油气藏的基础上进行，主要原因是各自的成因机制、主控因素和分布规律不同。烃源层对叠复连续油气藏的形成和分布也表现出3种不同的形式(图37)：①在源岩层系内部或顶、底相接触的储层内形成致密常规油气藏(图37中的B1)，这类油气藏主

要分布发育于与源岩层系紧密相邻的致密储层的构造高部位，在油气源不充足的情况下，聚集后的油气不与源岩层接触；②在源岩层系内部或顶、底相接触的储层内形成致密深盆油气藏(图37中的B2)，这类油气藏主要分布发育于与源岩层系紧密相邻的致密储层的低坳区；③在源岩层系内部或顶、底相接触的储层内形成致密复合油气藏(图37中的B3)，这类油气藏主要分布发育于致密常规油气藏与致密深盆油气藏叠加复合的斜坡区或隆起区，三类油气藏在同目的层段内连续分布，构成一个完整的广泛连续分布的油气藏。源岩层供油气充足是形成广泛连续叠复油气藏的关键。在叠复连续油气藏内还发育有2种致密油气藏，在勘探过程中需要特别注意：①分布发育在烃源岩层内的致密页岩油气(图37中的C)，它们属于烃源岩层系的一部分，属于原生型致密页岩油气藏，成因机制可概括为边致密、边成藏；②在局限流体动力场内孤立存在的致密常规油气藏(图37中的A在埋深更大并进入局限流体动力场后属于这一类)，它们所在的目的层并不与源岩层接触，同一目的层段内也很难形成致密深盆油气藏，不能视为叠复连续油气藏的一部分。

5.2.3 有利成藏区带预测工作流程与实例

开展有利成藏区带预测与评价，关键是要对含油气盆地已发现的油气藏进行静态圈闭、储层介质、流体化学及成藏过程特征等进行剖析，结合油气钻探结果的统计分析，找出控制每一类致密油气藏的主控因素及各主控因素控油气成藏临界条件(边界、范围、概率)，在此基础上总结各要素时空组合控藏模式并研发相关技术。这些技术包括：基于成藏期(T)、区域盖层(C)、

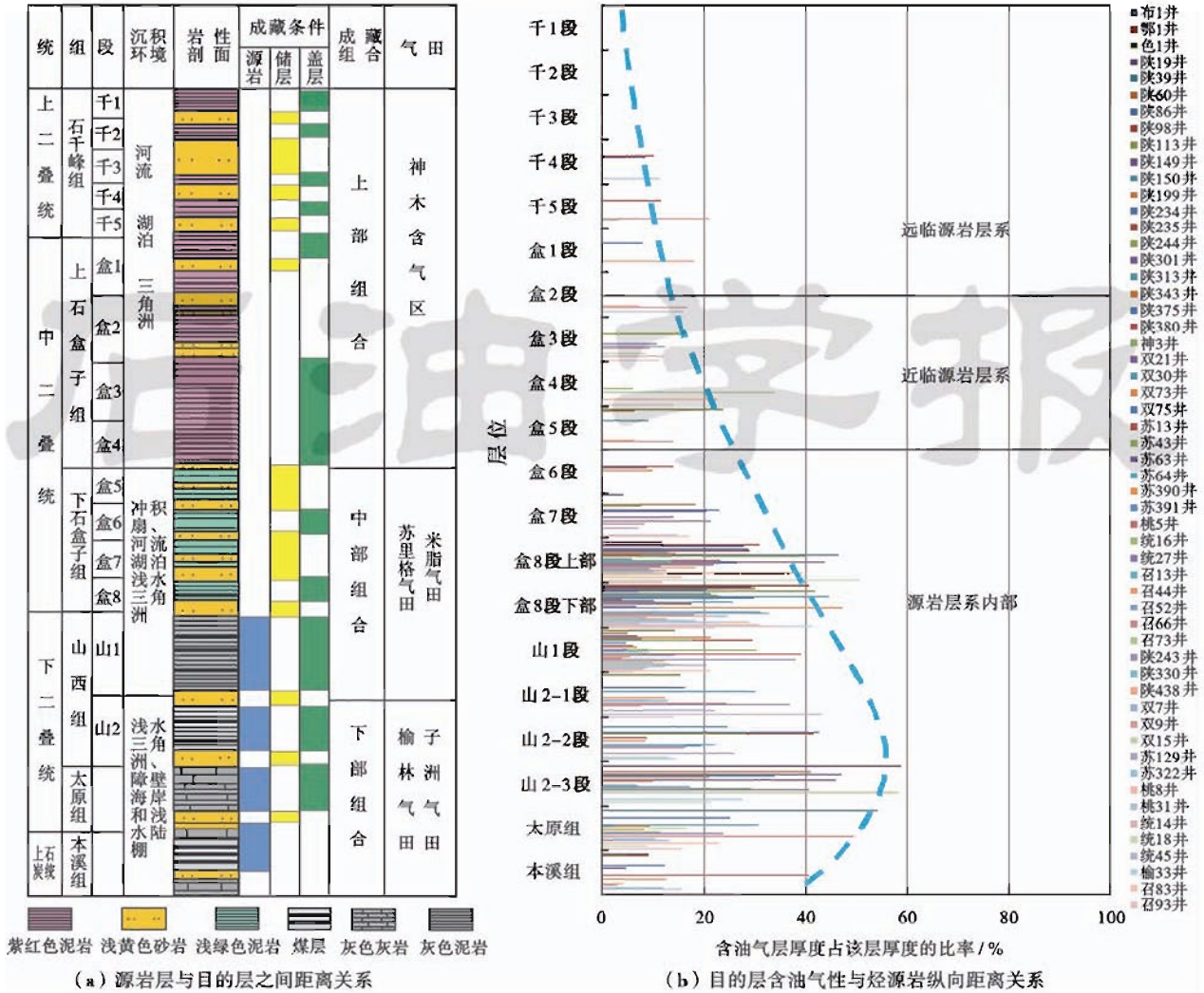
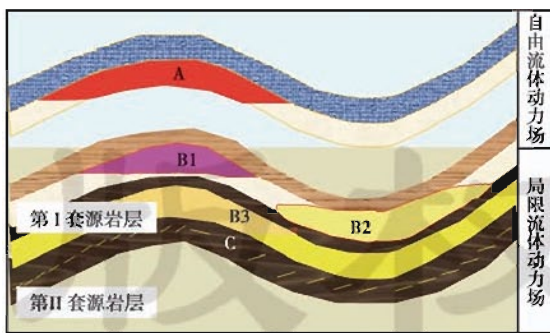


图 36 叠复连续油气藏多目的层段纵向发育特征及其与烃源岩层系的关系

Fig. 36 Vertical distribution characteristics of multi superimposed continuous reservoirs layers and their relationship with source rocks



注: A—远源常规油气藏; B1—远源致密常规油气藏(先成藏、后致密); B2—近源致密深盆油气藏(先致密、后成藏); B3—近源致密复合油气藏; C—源内致密页岩油气藏(边致密边成藏)。

图 37 流体动力场控油气成藏作用及与烃源岩层系的关系
Fig. 37 Fluid dynamic field control on hydrocarbon accumulation and its relationship with source rocks

有效储层(D)、低势区(P)、烃源灶(S)5大功能要素组合预测常规油气藏技术;基于成藏期(T)、浮力成藏下

限(L)、构造稳定性(W)、有效储层(D)、烃源灶(S)5大功能要素组合预测致密深盆油气藏技术;基于致密常规油气藏成因模式(T-C/D/P/S)与致密深盆油气藏成因模式(T-L/W/D/S)预测致密复合油气藏技术。应用这些技术先预测出某一目的层段有利于常规油气藏和致密常规油气藏分布发育区,再预测出有利于致密深盆油气藏分布发育区,通过二者预测结果的叠加复合预测出有利致密复合油气藏分布发育区,图 38 为概念模型,详细讨论可参考有关文献[52-55]。

基于这一概念模型对塔里木盆地库车坳陷白垩系目的层叠复连续气藏分布发育区进行了预测评价。白垩系目的层在库车坳陷除个别地区外目前普遍致密,进入了浮力成藏下限,处于局限流体动力场内(L);它们下部与主力源岩层侏罗系直接接触,侏罗系之下的三叠系也发育有良好的烃源岩层系,有利于提供大规模的油气来源(S);上部存在厚层区域性膏盐盖层(C),有利于构造变动条件下常规油气藏形成和保存,也有利

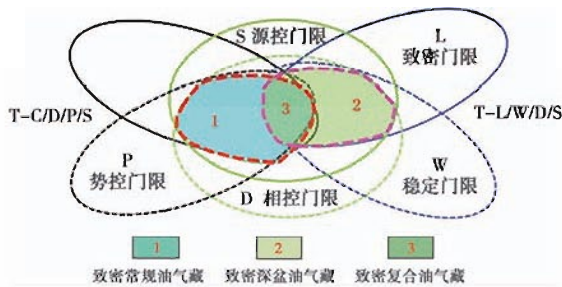


图 38 叠复连续油气藏分布发育预测方法原理地质概念模型
Fig. 38 Geological conceptual model of prediction method of superimposed continuous reservoirs development and distribution

于它们早期成藏后在晚期转变为致密常规油气藏;白垩系自身发育广泛连续分布的厚层砂岩储层(D),有利于油气运移和聚集以及油气大规模聚集后向外排运孔隙水。此外,库车坳陷是一个前陆盆地,地层在形成和发育过程中长期受到挤压,内部形成了大量隆起、断裂和岩性变化带,各类低势圈闭(P)发育,有利于形成常规和致密常规油气藏;在断裂带之间的坳陷区,源岩层生、排烃量大、储层致密时间早,构造相对稳定(W),有利于形成致密深盆油气藏。研究表明,库车坳陷白垩系目的层在地史过程中可能经历了3个主要成藏期(>12 Ma, 12~5 Ma, 5~0 Ma)。基于前述方法和原理,将与白垩系成藏有关的地质条件(C、D、P、S、L、W)恢复到3个不同的成藏时期,应用功能要素组合模式对各时期常规和致密常规油气藏、致密深盆油气藏和致密复合油气藏有利分布发育区进行了预测评价(图39)。结合目的层平面厚度分布,根据探井钻遇含气层厚度比率计算获得含气层厚度分布,利用研究区获得的储层孔隙度、含气饱和度、体积因子等相关参数,计算出白垩系等目的层段的常规天然气资源量 $21\,526 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、占20.7%,致密常规气资源量 $25\,194 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、占24.2%,致密深盆气资源量 $35\,278 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、占33.9%,致密复合气资源量 $22\,195 \times 10^8 \text{ m}^3$ 、占21.3%。叠复连续油气资源总量达到 $10.5 \times 10^{12} \text{ m}^3$,展示出了一个广阔的勘探前景。

5.3 叠复连续油气藏富油气目标受众多因素影响,“近源-优相-低势”复合区最有利

5.3.1 “相、势、源”是控制富油气甜点目标的关键要素

叠复连续油气藏富油气作用受“相、势、源”3方面地质因素的控制^[56]。源(S)为油气富集提供物质基础;相(F)为油气富集提供孔隙空间;势(P)为源岩生、排出来的油气(S)进入相对高孔渗的储层提供运、聚动力,这3类地质要素对油气富集成藏缺一不可(图40)。

地质相或储集层对油气富集成藏具有重要影

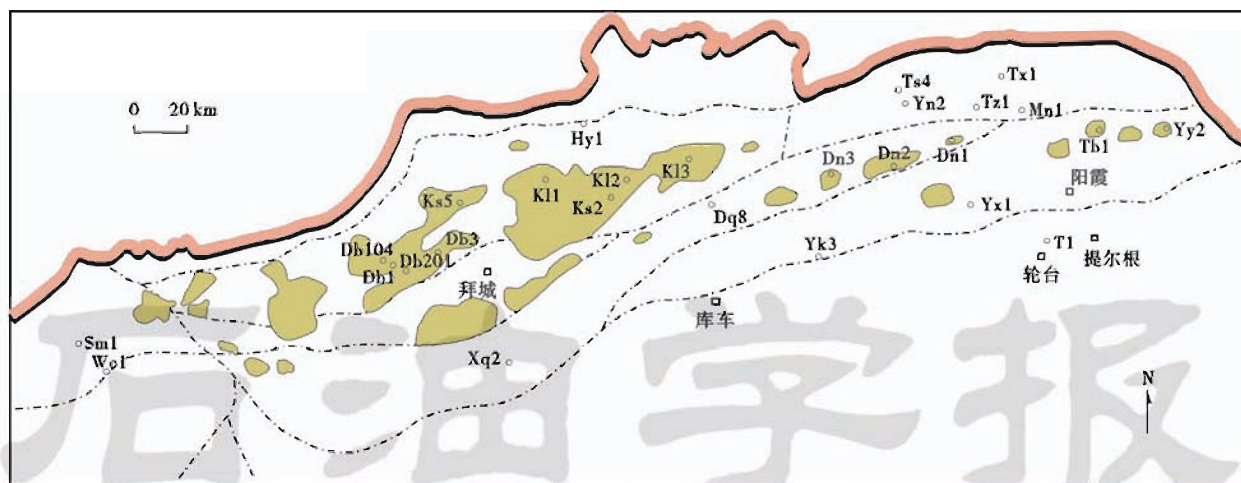
响^[57]。在广泛连续分布的致密油气藏内部,目的层砂/地比越大,油气产能具有增大趋势;粉砂岩的含油气饱和度低于细砂岩,细砂岩的低于中砂岩,中砂岩的低于粗砂岩。含油气饱和度数值分别从10%增加到20%,再从20%增加到40%和60%,反映了砂粒粒径越粗越有利油气富集的基本特征。随着砂岩孔隙度增大,含油气饱和度明显增加。当孔隙度从不到3%增加到5%和10%,再到14%以上时,储层含油气饱和度则从不到20%增加到40%和50%,再到60%以上[图40(a)]。

流体势对油气富集程度的影响包括了含油气盆地内低位能、低压能、低界面能、低动能对油气富集程度的综合影响^[56]。对于局限流体动力场内的油气成藏而言,毛细管力差引起的油气富集作用远较其他三种势场作用要大。在致密介质条件下,油气不受浮力作用或作用很小,因此低位能的影响可以忽略;在致密介质条件下,深部流体的运动基本停止,因此低压能和低动能的影响也可以被认为很小;低界面势能或储层与外部介质的毛细管力差是影响油气在致密介质条件下富集的最主要动力。这种动力作用主要表现在3个方面:①油气生成后自源岩层向储层内运移,它们之间的毛细管力差是促使油气进入储层的基本动力。储层内、外毛细管力差越大,或储层内、外界面势差越大,储层的势指数(PI)越小,储层内含油气饱和度越高[图40(b)];在这种情况下含油气储层的产能也越大。②油气进入到致密储层之后,它们在毛细管力差作用下总是趋于从低孔渗岩石向高孔渗岩石聚集,从而有利于形成富油气甜点。③致密储层产生断层或裂隙后,它们的毛细管力变小,界面势能降低,有利于周边油气在毛细管力差作用下富集成甜点。勘探实践表明,广泛连续致密砂岩油气藏中的富油气甜点大多数都是由于后期产生的裂缝和裂隙而形成的。

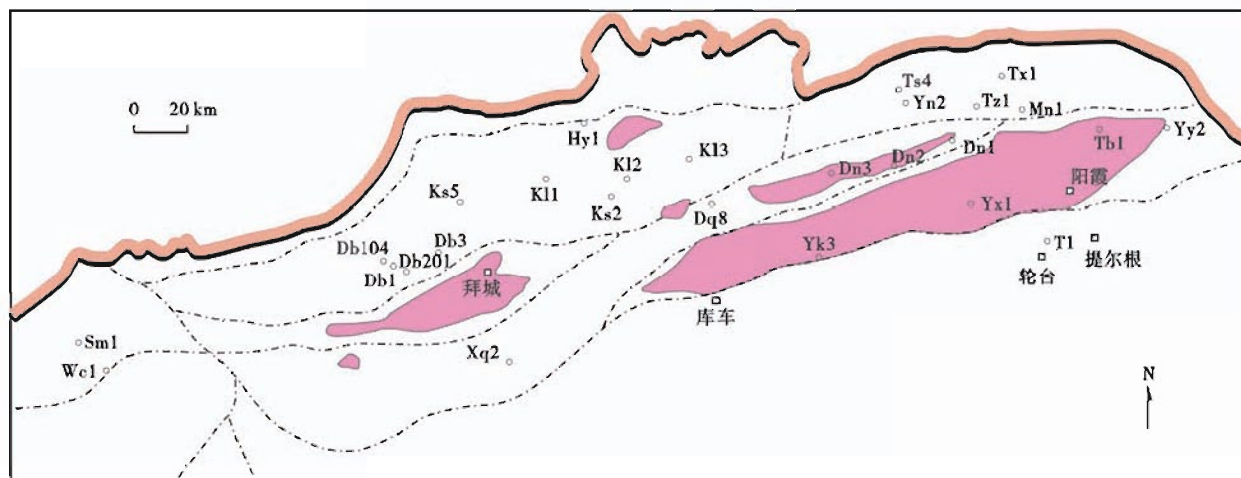
叠复连续致密油气藏紧邻源岩层分布发育,它们的富油气程度主要与源岩层排烃强度有关[图40(c)];它们的油气产能也随源岩层排烃强度增大而增加。在宏观上,含油气盆地任意圈闭的成藏概率都要受到烃源岩层生、排油气中心的控制。一般说来,它们离源灶中心越远,圈闭的成藏概率越低,含油气性越差。姜福杰等在研究大量国内外含油气盆地的烃源灶分布与油气藏分布关系的基础上,建立了烃源灶控油气藏分布概率模式^[58]。

5.3.2 “近源-优相-低势”复合富油气甜点定量预测与评价方法原理

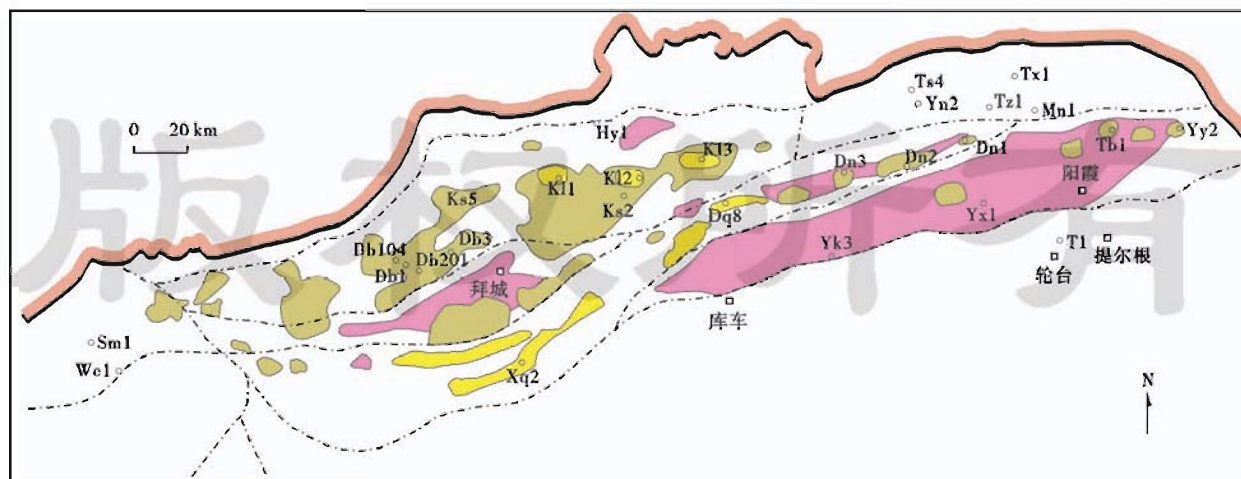
在实际地质条件下,只有“相、势、源”3个条件都达到最佳时,油气藏的富油气程度才能达到最高。基



构造分区线 天山 井位 地名 致密常规油气藏有利区
 (a) 致密常规油气藏分布预测



构造分区线 天山 井位 地名 致密深盆油气藏有利区
 (b) 致密深盆油气藏分布预测



构造分区线 天山 井位 地名 致密深盆油气藏有利区 常规油气藏有利区 致密常规油气藏有利区
 (c) 致密复合油气藏分布预测

图 39 库车坳陷白垩系目的层叠复连续油气藏分布发育预测结果

Fig. 39 Distribution prediction of superimposed continuous reservoirs of Cretaceous strata in Kuqa depression

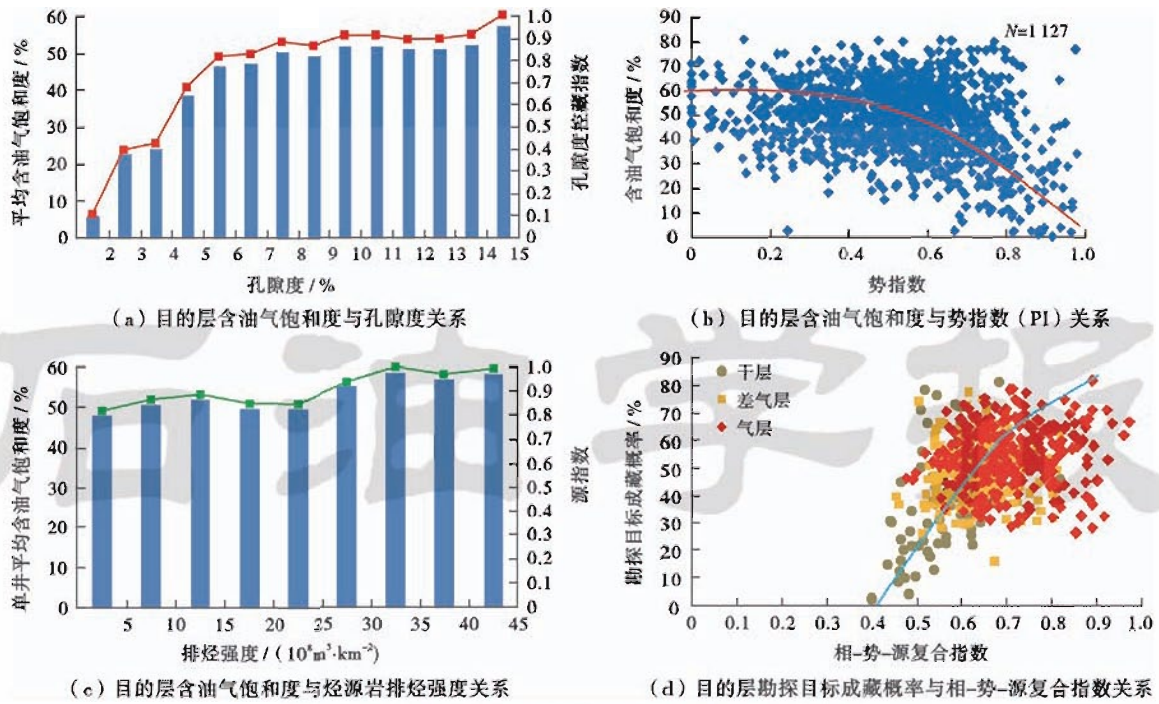


图 40 “相-势-源”复合控制叠复连续油气藏的含油气性

Fig. 40 Combination of “source, facies and potential” controls the oil-bearing of superimposed continuous reservoirs

于大量的统计分析结果,提出用相-势-源复合指数(FP-SI = Facies & Potential & Source Index)表征叠复连续致密油气藏的富油气程度[式(4)],通过建立相-势-源复合指数FPSI与目的层含油气性的定量关系模型,可以实现有利目标成藏概率、储层含油气饱和度、储层测试产能等地质参数的定量预测与评价[图40(d)].

$$FPSI = a \times FI + b \times (1 - PI) + c \times SI \quad (4)$$

式中, FPSI 为相势源复合指数, FI 为相指数, PI 为势指数, SI 为源指数, a、b、c 为权系数, a + b + c = 1, 可由

灰色相关性分析法确定。开展有利富油气目标预测与评价,关键是要对含油气盆地已发现油气藏的富油气程度进行剖析和研究,找出控制每一类致密油气藏富油气程度的主控因素及各主控因素控油气富集程度的临界条件(边界、范围、概率),在此基础上总结各要素时空组合控油气富集模式并研发相关技术(图41)。这些技术包括有:基于相控油气作用预测油气富集程度的相控指数(FI)技术;基于势控油气作用预测油气富集程度的势控指数(PI)技术;基于源控油气作用预

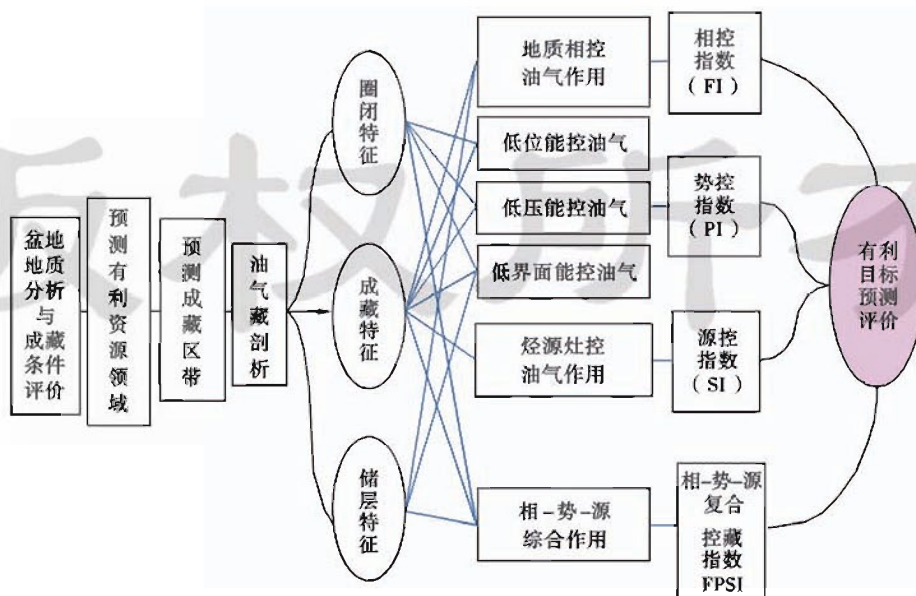


图 41 盆地深部叠复连续致密油气藏甜点目标预测与评价技术路线

Fig. 41 Technology route of the prediction and evaluation of sweet spots in superimposed continuous tight reservoirs in deep basins

测油气富集程度的源控指数(SI)技术;基于相-势-源复合控油气作用预测油气富集程度的相-势-源复合指数(FPSI)技术。

5.3.3 “近源-优相-低势”复合富油气甜点定量预测与评价实例

基于上述工作流程,应用相-势-源复合技术对鄂尔多斯盆地苏里格庙地区盒8段含气性进行了预测和评价。盒8段是研究区一套主要目的层系,它位于主力源岩层山西组之上,目前含气砂岩层厚度约占总厚度的40%~50%(图36)。通过对研究区已有的170多口探井钻探结果的分析,预测了研究区烃源岩层排气强度平面分布、盒8段砂岩储层厚度与孔隙度平面分布、目的层内-外界面势能比率平面分布,结合钻探结果建立了含气目的层位相指数(FI)、势指数(PI)和源指数(SI)与含气性定量关系模式,计算了相-势-源复合指数(FPSI)并预测了平面含气性变化特征(图42),预测结果与钻探结果吻合率超过90%,反映了方法的可行和可靠。图42中标注了5个潜在的有利富油气目标区,

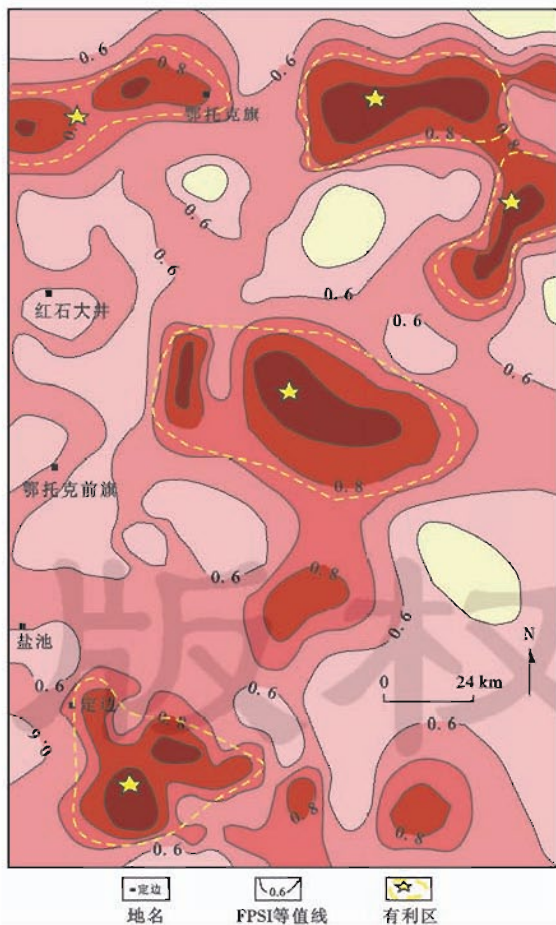


图42 鄂尔多斯盆地苏里格庙地区盒8段有利富油气区预测与评价

Fig. 42 Prediction and evaluation of favorable hydrocarbon accumulation zone of the He 8 member in Sulige region, Ordos Basin

为探井部署提供了理论依据。

6 结语

6.1 结论

(1) 叠复连续油气藏是同一源岩层系控制的不同目的层段在不同时期形成的不同类型油气藏叠加复合形成的一种复杂的非常规油气藏,表现出高点与低点富油气共存、高压与低压含油气层共存、早成与晚成油气藏共存、产油气岩体与产水岩体共存以及纵向上各目的层段叠加、平面上多目的层段复合成片的分布特征,不能用浮力成藏机制解释,也不能完全用非浮力成藏机制解释。

(2) 叠复连续(致密)油气藏形成和分布在浮力成藏下限和油气成藏底限2个动力学界限定的局限流体动力场内。地层普遍致密,目的层孔隙度介于12%~2%,渗透率介于1~0.01 mD,孔喉半径介于2~0.01 μm ,烃源岩镜质体反射率(R_o)介于1.2%~2.5%。受后期构造变动调整和改造后,致密储层的孔渗提高,叠复连续油气藏局部或全部转化为改造型常规油气藏,甚至完全受到破坏。

(3) 叠复连续油气藏主要分布发育于源岩层系内或紧邻源岩层顶、底,由致密常规油气藏、致密深盆油气藏、致密复合油气藏、改造型常规油气藏叠加复合构成。它们的形成和分布受源岩层有效排烃范围(S)、储层有利地质相(D)、盖层有效封盖区(C)、低势有利聚油气区(P)、局限流体动力场(L)、构造稳定区(W)6大功能要素控藏临界条件的时空组合控制。应用致密常规油气藏发育模式(T-C/D/P/S)和致密深盆油气藏发育模式(T-L/W/D/S),结合盆地分析和油气地质条件恢复,可以实现3类致密油气藏以及它们叠复形成的连续油气藏的分布预测与定量评价。

(4) 叠复连续致密油气藏内油气富集甜点与最有利钻探目标受众多地质因素的控制和影响,但主要取决于源岩层的排油气强度和离源岩层的距离、储层的孔隙度和渗透率大小、勘探目标内-外流体势差的高低。近源-优相-低势复合区油气富集程度最高。

6.2 讨论

(1) 构造稳定是叠复连续致密油气藏形成和广泛分布的基本前提。在构造变动强烈,尤其是断裂发育的盆地,叠复连续油气藏不容易形成,形成后也由于局限流体动力场内的致密介质条件受到破坏而被改造成常规油气藏或完全受到破坏。

(2) 盖层对非常规致密油气藏的形成、分布和保存具有重要意义。没有盖层,叠复连续致密油气藏能够形成,但不易保存;有盖层存在且封盖能力很强时,

它们既有利于形成叠复油气藏,还利于在构造变动改造储层孔隙度和渗透率的同时形成富油气甜点。

(3) 叠复连续致密气藏的资源潜力远大于致密油的资源潜力。在含油气盆地中,III型母质在局限流体动力场内主要形成致密气藏;I型母质在 $R_o > 1.5\%$ 的地层领域也主要形成致密气藏;I型母质早期形成的常规油藏或致密常规油藏在 $R_o > 1.5\%$ 后也将转变为致密油气藏。

(4) 通常情况下用砂岩储层的孔隙度大小为标志划分流体动力场比较方便,因为它们随埋深变化规律性好,但实际地质条件下决定浮力是否对油气成藏起主导作用的关键动力学参数是储层内部的孔喉半径和渗透率,它们决定浮力成藏下限的存在。建议综合孔隙度、渗透率、孔喉半径、源岩层热演化程度4方面条件确定浮力成藏下限。

(5) 叠复连续油气藏是非浮力作用下非常规连续油气藏的普遍表现形式。致密常规油气藏、致密深盆油气藏、致密复合油气藏是地质条件下简化后的特殊表现形式,因此可以将它们全部归类为叠复连续油气藏。

(6) 含油气盆地局限流体动力场内叠复连续致密油气藏资源量约为常规油气资源量的4~10倍,勘探前景广阔,是未来油气工作发展的最重要领域之一。高效勘探和开发叠复连续油气资源的根本途径是研发新技术、降低勘探开发成本和提高采收率。

致谢 论文研究获得了中国石油塔里木油田公司、新疆油田公司、长庆油田公司,中国石化西南油气田公司,中科华康石油公司等单位的支持和帮助;在完成论文过程中,马中振、邢恩袁、郭迎春、郭继刚等一批研究生协助完成了资料收集、物理模拟实验等方面工作,在此一并致谢。

参 考 文 献

- [1] Masters J A. Deep basin gas trap, Western Canada[J]. AAPG Bulletin, 1979, 63(2): 152-181.
- [2] Masters J A. Lower Cretaceous oil and gas in Western Canada [G] // Masters J A. Elsworth-case study of a deep basin gas field. AAPG Memoir 38, 1984.
- [3] Law B E, Spencer C W, Bostick N H. Evaluation of organic matter, subsurface temperature and pressure with regard to gas generation in low-permeability Upper Cretaceous and Lower Tertiary sandstones in Pacific Creek area, Sublette and Sweetwater Counties, Wyoming[J]. Mountain Geologist, 1980, 17(2): 23-35.
- [4] Law B E, Dickinson W W. Conceptual model for origin of abnormally pressured gas accumulation in low-permeability reservoirs [J]. AAPG Bulletin, 1985, 69(8): 1295-1304.
- [5] 金之钧, 张金川, 王志欣. 深盆气成藏关键地质问题[J]. 地质评论, 2003, 49(4): 400-407.
- [6] 庞雄奇, 金之钧, 姜振学, 等. 深盆气成藏门限及其物理模拟实验 [J]. 天然气地球科学, 2003, 14(3): 207-214.
- [7] Pang Xiongqi, Jin Zhijun, Jiang Zhenxue, et al. Critical condition for gas accumulation in the deep basin trap and physical modeling [J]. Natural Gas Geoscience, 2003, 14(3): 207-214.
- [8] 戴金星. 向斜中的油、气藏[J]. 石油学报, 1983, 4(4): 27-30.
- [9] Dai Jinxing. Synclinal oil and gas pools[J]. Acta Petrolei Sinica, 1983, 4(4): 27-30.
- [10] 陈刚. 沁水盆地向斜型水封气藏形成条件探讨[J]. 石油与天然气地质, 1988, 19(4): 302-306.
- [11] Chen Gang. Formation condition of synclinal hydrosealed gas pools in Qinshui Basin[J]. Oil and Gas Geology, 1988, 19(4): 302-306.
- [12] 沈守文, 彭大钧, 颜其彬, 等. 试论隐蔽油气藏的分类及勘探思路 [J]. 石油学报, 2000, 21(1): 16-23.
- [13] Shen Shouwen, Peng Dajun, Yan Qibin, et al. Classification and exploration methods of subtle trap reservoirs [J]. Acta Petrolei Sinica, 2000, 21(1): 16-23.
- [14] 吴河勇, 梁晓东, 向才富, 等. 松辽盆地向斜油藏特征及成藏机理探讨[J]. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2007, 37(2): 185-191.
- [15] Wu Heyong, Liang Xiaodong, Xiang Caifu, et al. Discussion of accumulation mechanism in Synclinal oil and gas pools [J]. Science China Series D: Earth Sciences, 2007, 37(2): 185-191.
- [16] Spencer C W, Mast R F. Geology of tight gas reservoirs [M] // AAPG Studies in Geology Series 24, 1986.
- [17] Spencer C W. Review of characteristics of low-permeability gas reservoirs in western United States [J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(5): 613-629.
- [18] Walls J D, Nur A M, Bourbie T. Effects of pressure and partial water saturation on gas permeability in tight sands; experimental results [J]. Journal of Petroleum Technology, 1982, 34(4): 930-936.
- [19] Zun Shengjiao, Surdam R C. Stratigraphic/Diagenetic pressure seals in the muddy sandstone, Powder River Basin, Wyoming [G]. Ortoleva P J. Compartmentation; definitions and mechanism, AAPG Memoir 61.
- [20] Schmoker J W. Method for assessing continuous-type (unconventional) hydrocarbon accumulations [G] // Gautier D L, Dolton G L, Takahashi K I, et al. National Assessment of United States oil and gas resources; results, methodology, and supporting data. Denver, Colorado; Digital Data Series, US Geological Survey, 1995.
- [21] Schmoker J W, Fouch T D, Charpentier R R. Gas in the Uinta basin, Utah-Resources in continuous accumulations [J]. Mountain Geologist, 1996, 33(4): 95-104.
- [22] Schmoker J W. Resource-assessment perspectives for unconventional gas systems [J]. AAPG Bulletin, 2002, 86(11): 1993-1999.
- [23] 邹才能, 陶士振, 张响响, 等. 中国低孔渗大气区地质特征、控制因素和成藏机制 [J]. 中国科学 D 辑: 地球科学, 2009, 39(11): 1607-1624.
- [24] Zou Caneng, Tao Shizhen, Zhang Xiangxiang, et al. Geologic characteristics, controlling factors and hydrocarbon accumulation mecha-

- nisms of China's Large Gas Provinces of low porosity and permeability[J]. *Science China Series D; Earth Sciences*, 2009, 52(8): 1068-1090.
- [19] Law B E. Basin-centered gas systems[J]. *AAPG Bulletin*, 2002, 86(11): 1891-1919.
- [20] Rose P R. Possible basin centered gas accumulation, Raton basin, Southern Colorado[J]. *Oil & Gas Journal*, 1984, 82: 190-197.
- [21] 陈建渝, 唐大卿, 杨楚鹏. 非常规含气系统的研究和勘探进展[J]. *地质科技情报*, 2003, 22(4): 55-59.
Chen Jianyu, Tang Daqing, Yang Chupeng. Advances in the research and exploration of unconventional petroleum systems[J]. *Geological Science and Technology Information*, 2003, 22(4): 55-59.
- [22] 成先海. 开展盆地中心气研究开辟新的油气勘探领域[J]. *资源环境与工程*, 2004, 18(3): 31-35.
Cheng Xianhai. Investigation of basin-centered gas for searching for new targets[J]. *Resources Environment and Engineering*, 2004, 18(3): 31-35.
- [23] 张金川, 金之钧. 深盆地气藏机理及分布预测[M]. 北京: 石油工业出版社, 2005.
Zhang Jinchuan, Jin Zhijun. Accumulation mechanism and distribution prediction[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2005.
- [24] 庞雄奇. 油气运聚门限与油气资源评价[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
Pang Xiongqi. Hydrocarbon migration and accumulation threshold and resources evaluation[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [25] 庞雄奇. 油气分布门限与成藏区带预测[M]. 北京: 科学出版社, 2014.
Pang Xiongqi. Hydrocarbon distribution threshold and accumulation zone forecast[M]. Beijing: Science press, 2014.
- [26] 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. Hydrocarbon accumulation threshold and exploration target optimization[M]. Beijing: Science Press, 2014.
- [27] 冯志强, 张顺, 冯子辉. 在松辽盆地发现“油气超压运移包络面”的意义及油气运移和成藏机理探讨[J]. *中国科学 D 辑: 地球科学*, 2011, 41(12): 1872-1883.
Feng Zhiqiang, Zhang Shun, Feng Zihui. Discovery of “enveloping surface of oil and gas overpressure migration” in the Songliao Basin and its bearings on hydrocarbon migration and accumulation mechanisms[J]. *Science China Series D; Earth Sciences*, 2012, 55(12): 2005-2017.
- [28] 王涛. 中国深盆地气田[M]. 北京: 石油工业出版社, 2003.
Wang Tao. Deep basin gas field in China[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2003.
- [29] 杨华, 张文正, 刘显阳, 等. 优质烃源岩在鄂尔多斯低渗透富油盆地形成中的关键作用[J]. *地球科学与环境学报*, 2013, 35(4): 1-9.
Yang Hua, Zhang Wenzheng, Liu Xianyang, et al. Key role of high-quality source rocks on the formation of low-permeability oil-rich reservoirs in Ordos Basin[J]. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 2013, 35(4): 1-9.
- [30] 杨华, 付金华, 刘新社, 等. 鄂尔多斯盆地上古生界致密气成藏条件与勘探开发[J]. *石油勘探与开发*, 2012, 9(3): 295-303.
Yang Hua, Fu Jinhua, Liu Xinshe, et al. Accumulation conditions and exploration and development of tight gas in the Upper Paleozoic of the Ordos Basin[J]. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, 9(3): 295-303.
- [31] 杨克明, 庞雄奇. 致密砂岩气藏形成机制与预测方法: 以川西拗陷为例[M]. 北京: 科学出版社, 2012: 1-312.
Yang Keming, Pang Xiongqi. Formation mechanism and prediction method of tight sandstone gas reservoir; taking western Sichuan depression as an example[M]. Beijing: Science Press, 2012: 1-312.
- [32] 杨克明, 朱宏权. 川西叠覆型致密砂岩气区地质特征[J]. *石油实验地质*, 2013, 35(1): 1-8.
Yang Keming, Zhu Hongquan. Geological characteristics of superposed tight sandstone gas-bearing areas in western Sichuan[J]. *Petroleum Geology and Experiment*, 2013, 35(1): 1-8.
- [33] 马新华, 王涛, 庞雄奇, 等. 深盆地气的压力特征及成因机理[J]. *石油学报*, 2002, 23(5): 23-28.
Ma Xinhua, Wang Tao, Pang Xiongqi, et al. Pressure features and trapping mechanism of deep basin gas pool[J]. *Acta Petrolei Sinica*, 2002, 23(5): 23-28.
- [34] White I C. The geology of natural gas[J]. *Science*, 1885, ns-5(125): 521-522.
- [35] 柳广弟. 石油地质学[M]. 北京: 石油工业出版社, 2009: 185-202.
Liu Guangdi. Petroleum geology[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2009: 185-202.
- [36] 庞雄奇, 周新源, 董月霞, 等. 含油气盆地致密砂岩类油气藏成因机制与资源潜力[J]. *中国石油大学学报: 自然科学版*, 2013, 37(5): 28-37.
Pang Xiongqi, Zhou Xinyuan, Dong Yuexia, et al. Formation mechanism classification of tight sandstone hydrocarbon reservoirs in petroliferous basin and resources appraisal[J]. *Journal of China University of Petroleum; Edition of Natural Science*, 2013, 37(5): 28-37.
- [37] Cant D J. Diagenetic traps in sandstones[J]. *AAPG Bulletin*, 1986, 70(2): 155-160.
- [38] Robert M C, Suzanne G C. The origin of Jonah field, Northern Green River basin, Wyoming[G] // Robinson J W, Shanley K W. Jonah field: case study of a tight-gas fluvial reservoir. *AAPG Studies in Geology* 52, 2004.
- [39] Berkenpas P G. The Milk River shallow gas pool: role of the up-dip water trap and connate water in gas production from the pool[J]. *Society of Petroleum Engineers*, 1991, 22922: 371-380.
- [40] Gies R M. Case history for a major Alberta deep basin gas trap; the Cadomin formation[G] // Masters J A. Elmworth-case study of a deep basin gas field. *AAPG Memoir* 38, 1984.
- [41] 肖芝华, 胡国艺, 李志生. 封闭体系下压力变化对烃源岩产气率的影响[J]. *天然气地球科学*, 2007, 18(2): 284-288.
Xiao Zhibua, Hu Guoyi, Li Zhisheng. Effect of pressure on hydrocarbon generation of source rock in close system[J]. *Natural Gas Geoscience*, 2007, 18(2): 284-288.
- [42] 刘文碧, 李德发, 胡春涛. 砂岩油层原始含油饱和度的综合研究[J]. *西南石油学院学报*, 1995, 17(3): 37-43.
Liu Wenbi, Li Defa, Hu Chuntao. Comprehensive study of primitive oil-bearing saturability of sandstone oil layers[J]. *Journal of*

- Southwestern Petroleum Institute, 1995, 17(3): 37-43.
- [43] 李宁, 周克明, 张清秀, 等. 束缚水饱和度实验研究[J]. 天然气工业, 2002, 22(增刊): 110-113.
Li Ning, Zhou Keming, Zhang Qingxiu, et al. experimental research on irreducible water saturation[J]. Natural Gas Industry, 2002, 22(Suppl.): 110-113.
- [44] 张大奎, 周克明. 封闭气与储层下限的实验研究[J]. 天然气工业, 1990, 10(1): 30-34.
Zhang Dakui, Zhou Keming. Experimental study on closed gas and reservoir lower limit[J]. Natural Gas Industry, 1990, 10(1): 30-34.
- [45] 贺承祖, 华明琪. 油气藏中水膜的厚度[J]. 石油勘探与开发, 1998, 25(2): 75-77.
He Chengzu, Hua Mingqi. The thickness of water-film in oil and gas reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 1998, 25(2): 75-77.
- [46] 高楚桥, 袁云福, 吴洪深, 等. 莺歌海盆地束缚水饱和度测井评价方法研究[J]. 天然气工业, 2003, 23(5): 38-41.
Gao Chuqiao, Yuan Yunfu, Wu Hongshen, et al. research on the log evaluation method of irreducible water saturation in Yinggehai Basin[J]. Natural Gas Industry, 2003, 23(5): 38-41.
- [47] 庞雄奇. 排烃门限控油气理论与应用[M]. 北京: 石油工业出版社, 1995.
Pang Xiongqi. The theory and application of hydrocarbon expulsion threshold[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 1995.
- [48] 庞雄奇, 陈章明, 方祖康. 含油气盆地地史、热史、生留排烃数数值模拟研究与烃源岩定量评价[M]. 北京: 地质出版社, 1993.
Pang Xiongqi, Chen Zhangming, Fang Zukang. Numerical simulation of hydrocarbon generation, remaining and expulsion of source rocks in geohistory and their quantitative evaluation[M]. Beijing: Geological Publishing House, 1993.
- [49] 庞雄奇, 金之钧, 左胜杰. 油气藏动力学成因模式与分类[J]. 地学前缘——中国地质大学学报, 2000, 7(4): 507-514.
Pang Xiongqi, Jin Zhijun, Zuo Shengjie. Dynamics, models and classification of hydrocarbon accumulations[J]. Earth Science Frontiers; China University of Geosciences, 2000, 7(4): 507-514.
- [50] 庞雄奇, 姜振学, 李建青, 等. 油气成藏过程中的地质门限及其控制油气作用[J]. 石油大学学报: 自然科学版, 2000, 24(4): 53-57.
Pang Xiongqi, Jiang Zhenxue, Li Jianqing, et al. Geologic thresholds in the process of forming oil and gas reservoir and their functions of controlling petroleum[J]. Journal of the University of Petroleum, China; Edition of Natural Science, 2000, 24(4): 53-57.
- [51] 庞雄奇, 罗晓容, 姜振学, 等. 中国西部复杂叠合盆地油气成藏研究进展与问题[J]. 地球科学进展, 2007, 22(9): 879-887.
Pang Xiongqi, Luo Xiaorong, Jiang Zhenxue, et al. Advancements and problems on hydrocarbon accumulation research of complicated superimposed basins in western China [J]. Advances in Earth Science, 2007, 22(9): 879-887.
- [52] 庞雄奇, 周新源, 姜振学, 等. 叠合盆地油气藏形成、演化与预测评价[J]. 地质学报, 2012, 86(1): 53-57.
Pang Xiongqi, Zhou Xinyuan, Jiang Zhenxue, et al. Hydrocarbon reservoirs formation, prediction and evaluation in the superimposed basins[J]. Acta Geologica Sinica, 2012, 86(1): 53-57.
- [53] Wang Huaijie, Pang Xiongqi, Wang Zhaoming, et al. Multiple-element matching reservoir formation and quantitative prediction of favorable areas in superimposed basins[J]. Acta Geologica Sinica, 2010, 84(5): 1035-1054.
- [54] Pang Xiongqi, Li Yuxi, Jiang Zhenxue. Key geological controls on migration and accumulation for hydrocarbons derived from mature source rocks in Qaidam Basin[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004, 41(1/3): 79-95.
- [55] Pang Xiongqi, Jin Zhijun, Zeng Jianbin, et al. Prediction of the distribution range of deep basin gas accumulations and application in the Turpan-Hami Basin[J]. Energy Exploration and Exploitation, 2002, 20(2/3): 253-286.
- [56] 庞雄奇, 陈冬霞, 张俊, 等. 相-势-源复合控油气成藏机制物理模拟实验研究[J]. 古地理学报, 2013, 15(5): 575-592.
Pang Xiongqi, Chen Dongxia, Zhang Jun, et al. Physical simulation experimental study on mechanism for hydrocarbon accumulation controlled by facies-potential-source coupling[J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15(5): 575-592.
- [57] 庞雄奇, 李丕龙, 陈冬霞, 等. 陆相断陷盆地相控油气特征及其基本模式[J]. 古地理学报, 2011, 13(1): 55-74.
Pang Xiongqi, Li Pilong, Chen Dongxia, et al. Characteristics and basic model of facies controlling oil and gas in continental fault basin[J]. Journal of Palaeogeography, 2011, 13(1): 55-74.
- [58] 姜福杰. 源控油气作用及其定量模式[D]. 北京: 中国石油大学, 2008.
Jiang Fujie. Quantitative model of source control on oil and gas [D]. Beijing: China University of Petroleum, 2008.

(收稿日期 2014-08-25 改回日期 2014-09-03 责任编辑 熊英)