

doi:10.3799/dqkx.2013.016

低势控藏特征与动力学机制及在油气勘探中的作用

王永诗¹, 庞雄奇², 刘惠民¹, 陈冬霞², 郝雪峰¹, 张俊²

1. 中石化胜利油田分公司地质科学研究院, 山东东营 257015

2. 中国石油大学油气资源与探测国家重点实验室, 北京 102249

摘要: 含油气盆地油气藏的形成和分布受低势场控制。济阳拗陷已发现的油气藏分布特征表明: 在势场作用下, 油气只能进入到孔隙度超过某一临界值或内部势能低于周边势能 2 倍到 100 倍以上的储层内聚集成藏; 随着埋深加大和储层孔隙度变小, 圈闭聚集油气成藏的临界条件呈规律性变化, 即埋深较大的圈闭成藏时要求的相对势能较浅部储层的势差更大。动力学分析和物理模拟实验研究表明, 地表条件下储层聚集油气的前提条件是其孔喉半径大于周边围岩的两倍以上; 地下储层聚集油气的前提是它与周围介质间的毛细管力之差大于储层内部的毛细管力与上覆静水柱压力之和。圈闭内外势差越大, 它们聚集油气的饱和度越大, 聚集的油气量越多。低势控藏特征与动力学机制分析表明: 对深层来说, 只要储层的物性比周边围岩的物性好到一定程度就能成藏, 即便本身低孔低渗也能有油气聚集。通俗的说, 油气成藏没有死亡线(不考虑油藏经济价值), 这就极大地扩充了含油气盆地油气勘探的领域和深度; 对浅层来说, 高孔渗砂体周边的相对低孔渗砂体能作为有效盖层, 不一定需要有巨厚泥岩充当盖层, 这一观点的提出可以在一定程度上扩大浅层油气勘探的领域和有利区。

关键词: 低势控藏; 流体势; 成藏动力学; 渤海湾盆地; 油气分布; 石油地质。

中图分类号: P618.13

文章编号: 1000-2383(2013)01-0165-08

收稿日期: 2012-09-28

Characteristic and Dynamics Mechanism of Low Potential Controlling on Hydrocarbon Accumulation

WANG Yong-shi¹, PANG Xiong-qi², LIU Hui-min¹, CHEN Dong-xia², HAO Xue-feng¹, ZHANG Jun²

1. Geological Research Institute of Shengli Oilfield Branch Co. SINOPEC, Dongying 257015, China

2. Key Laboratory for Petroleum Formation Mechanisms of the Ministry of Education, China University of Petroleum, Beijing 102249, China

Abstract: The formation and distribution of hydrocarbon accumulation are controlled by the fluid potential in oil-bearing basin. The distribution characteristics of discovered hydrocarbon accumulation in the Jiyang superdepression show that hydrocarbon could only be accumulated in the reservoir rock where the potential varies from 2 to 100 times of the potential of the surrounding rock. A certain critical value of porosity is necessary for hydrocarbon accumulation in depth. The research also suggests that the porosity decreases and the critical formation condition of hydrocarbon accumulation changes with the burial depth. The trap in the deep burial depth should meet the condition of relatively lower potential compared with the trap in the shallow burial depth. The dynamic analysis and physical experiments also show that the premise condition of hydrocarbon accumulation in the surface of the earth is pore radii in the reservoir rock is double of that in the surrounding rock. The premise condition of hydrocarbon accumulation in the underground reservoir rock is the capillary pressure disparity higher than the sum of capillary pressure and the stratigraphic pressure in the reservoir, which suggests that the lower potential in the trap would cause the higher oil saturation and resources in the reservoir. The characteristics and dynamic analysis suggest that hydrocarbon can be accumulated in the deeper reservoir with low porosity and permeability only if the physical property of reservoir is better than that of the surrounding mudstone, which could extend the hydrocarbon exploration domain and depth. The characteristics also suggest that sand with relative low porosity and permeability can be cap rocks for sand with relatively high porosity and permeability, which could broaden the favorable exploration area in the shallow strata.

Key words: low potential controlling on hydrocarbon accumulation; fluid potential; hydrocarbon accumulation dynamics; Bohai bay basin; oil and gas distribution; petroleum geology.

基金项目: 国家油气重大专项《渤海湾盆地精细勘探关键技术》(No. 2011ZX05006)。

作者简介: 王永诗(1964—), 男, 教授级高工, 主要从事油气地质勘探工作。E-mail: wangysh623@sohu.com

20 世纪 80 年代以后,我国东部主产油区产量下滑严重,作为主要勘探目标的构造油气藏的探明储量已经不能满足我国对原油需求的增加.针对这一严峻形势和困难,石油地质专家提出勘探隐蔽油气藏的战略,以断陷盆地的时空演化为背景,针对隐蔽油气藏的三大科学问题,研究了控砂、输导和成藏的规律,初步提出了以“断坡控砂”、“复式输导”和“相势控藏”为核心内容的陆相断陷盆地隐蔽油气藏勘探的新理论和模式(郝芳等,2002;李丕龙等,2004;郝芳等,2005;陈冬霞等,2008).其中“相势控藏”的关键是“优相—低势耦合控藏”(庞雄奇等,2007),本文就低势控藏特征和动力学机制进行探讨.

1 低势控藏的概念与分类

1.1 低势控藏的概念

油、气、水都是流体,其流动规律遵循流体力学机理.人们很早就把流体力学中的概念和机理引入油气运移的研究中.早在 20 世纪 40 年代~20 世纪 50 年代哈伯特就用流体势的概念深入阐述了地下流体(油、气、水)的运动规律(Hubbert,1953).处于高势区的油气处于一种不稳定状态.在高势能的作用下,它们总是趋于向低势区运移,最终在低势区富集成藏.处于低势区的油气属于一种自然稳定状态,易于得到长久保存.在实际地质条件下,单一势能作用形成油气藏的例子是不存在的,油气的运聚成藏几乎无一例外地受多种势能的联合作用(康永尚和郭黔杰,1998).它们之间的主要区别在于不同场合下,某一种或两种势能的作用占据主导地位而已.

1.2 低势控藏的分类

Hubbert 最早的流体势包括 3 方面的内容,即位能、弹性势能和动能.England *et al.* (1987)在引用流体势概念时,考虑了毛细管力作用对油气运移的影响,并对流体势概念进行了重新描述,在流体势中加上了界面势能一项.因此,一般情况下流体势能包括:位能、界面能、压能和动能 4 种(图 1).

浮力作用促使油气从深层向浅层或从盆地中心向盆地边缘运移,最后在埋深较浅的构造高部位低位能区富集成背斜类油气藏.流压作用使油气随异常高压流体自高势区向低势区顺断层或其他形式的泄压通道向外运移到低压能区形成断块类油气藏.随水一起运移的油气,只能在水流速度降低后,它们才能在盆地的边缘超覆带低动能区形成地层类油气藏.在毛细管力的作用下,油气总是自高界面能的泥

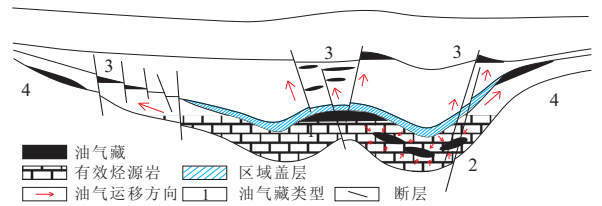


图 1 低势控油气成藏的概念模型

Fig. 1 Conception model of low potential controlling on hydrocarbon accumulation

1. 低位能控背斜类油气藏; 2. 低界面能控岩性油气藏; 3. 低压能控断块类油气藏; 4. 低动能控地层类油气藏

岩或孔喉半径小的砂岩中向孔喉半径较大的低界面能的砂岩中运移,最终富集成各种典型的岩性油气藏(段云歌和常象春,2009).

2 低势控藏地质特征

2.1 砂岩孔隙度须超过某一临界值后才能构成有效储层聚集油气成藏

根据东营凹陷已发现的 315 个油气藏的储层物性统计特征显示(图 2),地层油藏处于浅层,埋藏深度集中在 700~1 400 m 范围内,砂岩储层孔隙度存在一个临界值 28%,小于该值很难有油气藏的发现;构造油藏集中分布在 1 500~2 700 m 范围内,在这一深度范围内,有效储层也存在一个临界值为 16%;而岩性油藏集中分布在 2 200~3 700 m 范围内,处于东营凹陷中深层范围内,砂岩储层的孔隙度必须超过 10%后才能有油气聚集成藏.如果储层的孔隙度较这一临界值低,说明其内的孔喉半径较小、内部界面能较高、圈闭内外势差小,油气无法运聚成藏.有效储层的临界孔隙度所代表的势能值是地质条件下油气能否运聚成藏的制约门限,这一门限还可以用临界孔隙度所表示的储层孔喉半径(r)或颗粒粒径的平均值(D)表示.

2.2 能聚集油气成藏的有效储层临界孔隙度随埋深增大而变小

统计特征显示,济阳拗陷东营凹陷和沾化凹陷所有油藏的分布及油藏储层的临界物性也有随深度呈现有规律变化的趋势(图 3).在浅部埋藏深度小于 1 000 m 内,有效储层的临界孔隙度约为 28%;当埋藏深度逐渐增加至 1 500 m 时,该临界值约为 20%;埋藏深度达到 2 500 m 时,有效储层的临界孔隙度约为 14%;当埋藏深度达到 3 500 m,砂岩储层的孔隙度必须超过 10%后才能有油气聚集成藏.勘探结果显示,目前在东营凹陷深层 4 000 m 钻遇发

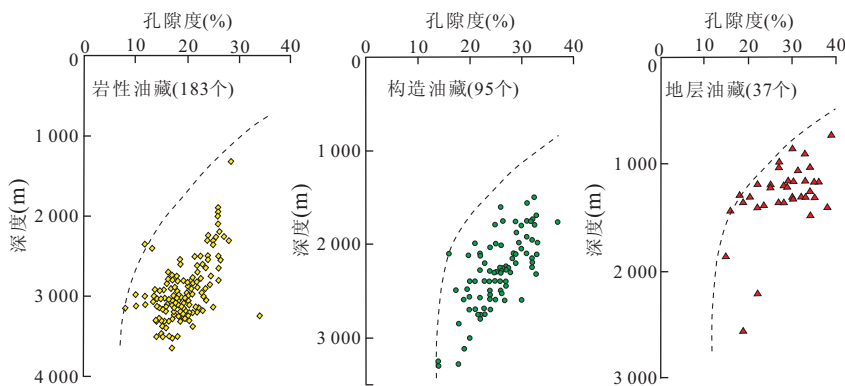


图 2 东营凹陷油气藏储层物性分布

Fig. 2 Distribution of reservoir physical property in Dongying sag

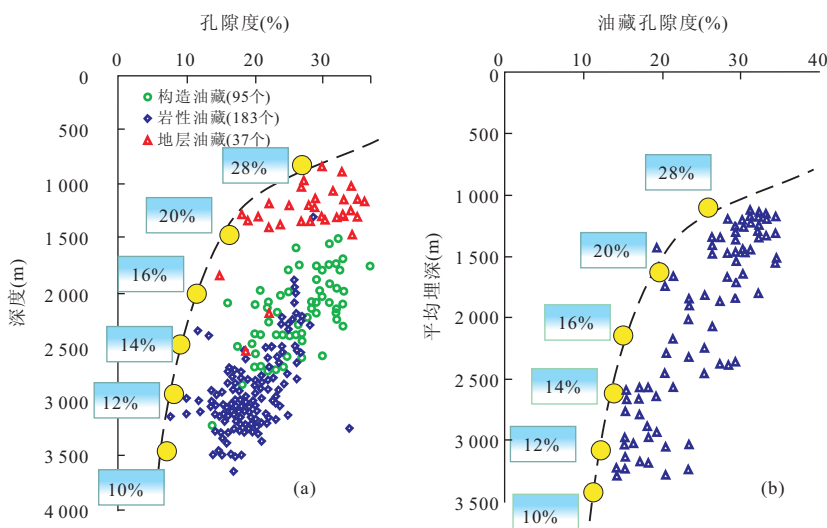


图 3 济阳拗陷油气藏储层物性分布

Fig. 3 Distribution of reservoir physical property in Jiyang depression

a. 东营凹陷; b. 沾化凹陷

现的丰深 1 等井储层物性又下降至 5%。

2.3 圈闭聚集油气的前提条件是内部储层的势能低于周边势能两倍以上

利用东营凹陷所有储层的数据点(共 24 927 个数据)绘制出图 4,图 4 中 Φ_n 为储层周围围岩的界面势能, Φ_s 为储层自身的界面势能,结果显示所有储层的 Φ_n/Φ_s 均大于 2. 这就表明:圈闭富集油气成藏的前提条件是其内部储层的界面势能低于周边围岩的界面势能两倍以上. 任何类型的圈闭要富集油气,必须处在一个低势区. 一方面,低势区可以将高势区的油气拓展成一个势差场,促使油气向低处运移;另一方面,低势区可以容纳高势区运移而来的油气.

2.4 圈闭聚油气临界条件随埋深增大而提高,埋深越大要求相对势能越低

对东营凹陷 24 847 个成藏圈闭数据的统计发

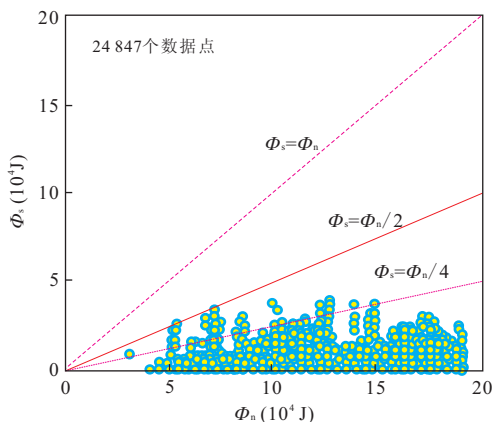


图 4 济阳拗陷圈闭界面势能与周边围岩界面势能的关系
Fig. 4 Relationship between trap interfacial potential and surrounding rock interfacial potential in Jiyang depression

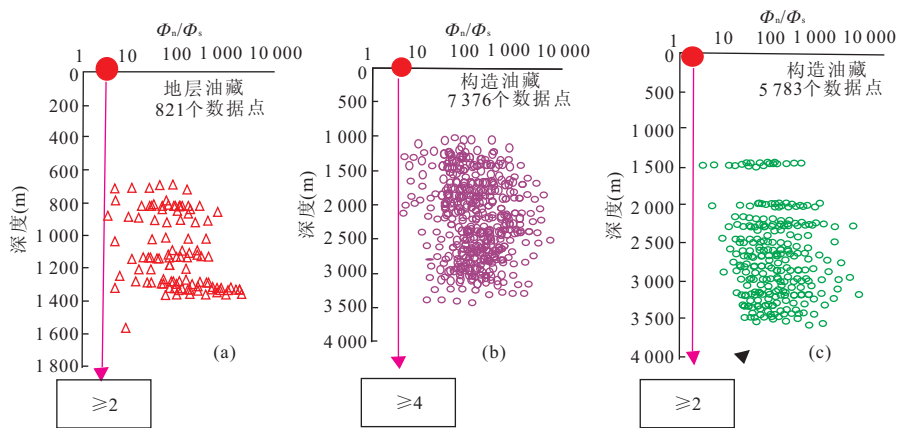


图 5 济阳拗陷圈闭周边界面势能与圈闭内部界面势能随埋深变化

Fig. 5 Change of surrounding and internal interfacial potential to buried depth, Jiyang depression

a. 地层油气藏; b. 构造油气藏; c. 岩性油气藏

现,圈闭储层内部的界面势能较周边泥岩界面势能低 2~100 倍,通常是低 4 倍(图 5),随埋藏深度的增大而增加。埋深较大圈闭开始聚集油气的临界条件较埋深浅的圈闭高的原因,在于油气进入到更为致密的储层中排驱孔隙水时需要更高的能量。例如,地表泥岩中的油气进入到被泥岩包围的砂岩中时,只需克服砂岩内部的毛细管力即可;然而在深部,油气进入到致密储集层内部,除需克服已大大增加的砂岩毛细管力外,还需要克服储层中可能的相关流体阻力(静水柱、异常压力等)。

2.5 不同类型的油气藏具有不同的势场特征

济阳拗陷内部发现的不同类型的油气藏自身具有不同的势能。总体说来,地层油气藏发育于盆地边缘地层超覆带,埋深浅、流体速度慢并且势能最低,构造带(包括背斜,断块等)油气藏埋深适中,主要分布在中央隆起带,陡坡带滚动背斜发育区等地,势能相对于地层油气藏高;岩性类油气藏主要分布发育在凹陷深洼区,埋深较大、被泥岩包围、内部压力大,势能最高(图 5)。在讨论这些油气藏的成因机制时,不能仅考虑它们所处的各类势场之和的高低,而必须探究导致油气运聚成藏的势场种类及其作用机制。

3 低势控藏的动力学机制

3.1 毛细管力是油气在地下介质中运移遇到的最普遍动力

地下实际岩石的孔隙空间是由大小不同的毛细管组成,油气在毛细管组成的三维空间中运移,必然经过不同管径的毛细管,产生毛细管压力差。毛细管

压力究竟是流体运动的动力还是阻力的问题,长期以来一直是人们争论的问题。实际上毛细管压力对流体运动的作用要视具体情况而论(Berg, 1975)。毛细管作用既是油气向外排运的阻力,也是油气向外排运的动力,如何作用取决于源岩内是否产生了足以饱和源岩残留需要的油气。在源岩内产生和残留足够量的油气之前,毛细管力对油气排运起阻碍作用,在源岩内产生和残留足够量的油气之后,毛细管力对油气排运起积极作用(Barker, 1980)。在砂泥岩接触带,砂岩孔隙大,泥岩孔隙小,大小孔隙之间存在毛细管力的差异。在差异毛细管力的作用下,油气首先从较大孔隙进入砂体中,因油气的进入占据了砂体中的孔隙空间,使其中的孔隙水被替换出来,并从较小孔隙进入到泥岩中(庞雄奇等, 2003)。

3.2 低界面能发育区有利于地下油气运移聚集和长久保存

在地层条件下,由于各部位流体势的差异,油气由相对高势区向相对低势区流动。如前所述,流体势的组成包括 4 个方面:浮力 P_b 产生的位能 Φ_{P_b} 、压力 P_p 产生的弹性势能 Φ_{P_p} 、毛细管压力 P_c 产生的界面势能 Φ_{P_c} 以及惯性力产生的动能。由于地下流体运移的速度很慢,因此惯性力产生的动能通常可以忽略。在宏观条件下,油气运移的动力取决于浮力、压力、水动力和毛细管压力的共同作用。而在微观条件下,当油气在运移通道中处于与储集层近似深度范围时,储层砂体的 A 点与运移通道中的 B 点基本处于同一深度 Z 、同一常压系统 P 内,因此在计算 A 点与 B 点相对流体势时,可以取深度 Z 为基准面,相对流体势中相对位能、相对弹性势能以及动能都为 0。最终,相对流体势取决于 Φ_{P_c} 的大小, Φ_{P_c}

的值越小,越有利于油气的运聚成藏.也就是说,当油流由 B 点向 A 点运移时,驱使油气由围岩进入砂体的主要是毛细管压力差 ΔP_c 的作用,其表达式为:

$$\Delta P_c = 2\sigma\cos\theta\left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R}\right). \quad (1)$$

同时,油气进入储层后,受到砂体内毛细管阻力 P_f 的作用,阻力 P_f 的表达式为:

$$P_f = 2\sigma\cos\theta \frac{1}{R}, \quad (2)$$

式中 ΔP_c : 毛细管压力差, N ; P_f : 阻力, N ; σ : 界面张力, N/m^2 ; θ : 界面张力与水平夹角, $^\circ$; r : 泥岩孔喉半径, μm ; R : 砂岩孔喉半径, μm .

如果油气能够突破圈闭砂体内的阻力 (P_f) 成藏,则需满足以下关系式:

$$\Delta P_c \geq P_f. \quad (3)$$

3.3 地面条件下储层汇集油气的前提是孔喉半径大于周边介质的两倍以上

将式(1)和(2)代入式(3)中,解出方程的基本解,即:

$$2\delta\cos\theta\left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R}\right) \geq 2\delta\cos\theta \frac{1}{R},$$

$$\frac{1}{r} - \frac{1}{R} \geq \frac{1}{R}, \text{即: } R \geq 2r, \quad (4)$$

式(4)表示的基本含义是:地面条件下储层汇集油气的前提是孔喉半径大于周边介质的两倍以上.只有圈闭砂岩内部的孔喉半径值大于或等于其围岩(主要是泥岩)的孔喉半径值的 2 倍时,油气才可能突破砂体内部阻力成藏,否则油气无法聚集.在浅层储层围岩的界面势能与砂岩储层界面势能的比值界限值为 2,也就是说储层的平均孔喉半径必须满足大于其围岩(泥岩)孔喉半径的 2 倍以上,油气成藏的动力才能大于阻力.可见,储层的孔隙度和渗透率只是评价储层物性的参数,而真正控制油气成藏的是砂体内部的孔喉半径与相邻泥岩的孔喉半径的关系.

3.4 地下储层汇集油气的临界条件是与周边介质的毛细管压力差大于储层内部毛细管力与上覆静水柱压力之和

从图 5 反映的规律来看,泥岩与砂岩储层的界面势能的 2 倍关系只满足浅层 500~1 500 m 范围内.当深度大于 1 500 m 时, Φ_n/Φ_s 已经明显偏离 2 倍的比值线,图 5 的规律非常明显,随着深度的增加, Φ_n/Φ_s 的比值下限也在增加,且临界值非常清晰,在深度 2 000 m 左右, Φ_n/Φ_s 临界值为 4,在深度 2 500 m 左右, Φ_n/Φ_s 临界值为 6,深度 3 000 m 左

右, Φ_n/Φ_s 临界值为 10.

油气在运移至储层中所受阻力主要为砂岩中孔隙水向外排出时带来的阻力、分子间吸附和粘滞力 (Barker, 1980). 处于浅层的储集体,由于地表压力为常压.因此,油气成藏的阻力主要为油气进入砂体后的毛细管力(式 1),随着深度的增加,上覆地层压力逐渐增大,岩石的孔隙度逐渐减小,岩石颗粒间的比表面逐渐增大,油气所受成藏阻力也随之变化,故引入 $f(H)$ 代表除砂岩体内毛细管力以外的油气成藏阻力,成藏阻力可以表达为:

$$f \approx 2\sigma\cos\theta\left(\frac{1}{r} - \frac{1}{R}\right) + f(H). \quad (5)$$

包含储层内部毛细管力与上覆静水柱压力,需要更大的成藏动力克服阻力的作用,表现为 Φ_n/Φ_s 随深度增加而增大,即更大的储层与围岩界面势能之差.也就是说,随着深度的增加,储层的平均孔喉半径与其围岩的孔喉半径比值逐渐加大,对储层相对优相的条件更加苛刻.虽然从宏观上看,深部储层物性低于浅层的储层物性值,但相对于其围岩物性来讲,深层的物性条件远远好于浅层的物性条件(陈冬霞等, 2004).

4 低势物理模拟实验研究

4.1 低势成藏地质模型

如图 6 所示的实验模型中,砂体被包裹在围岩的中间部位,砂体的粒径为 D , 周边围岩的粒径为 d . 分 4 种不同粒径进行实验,分别为 $D_1=1.0$ mm、 $D_2=0.5$ mm、 $D_3=0.25$ mm 和 $D_4=0.1$ mm,对每组粒径的砂体不断改变其围岩粒径的大小,即改变砂、泥之间孔喉半径的大小,从而改变砂、泥之间界面势能的大小,来观察砂体内含油率与砂、泥界面势能大小差异之间的关系.

4.2 低势成藏实验模型与实验条件

实验在常温常压下进行.实验初始状态,砂体因

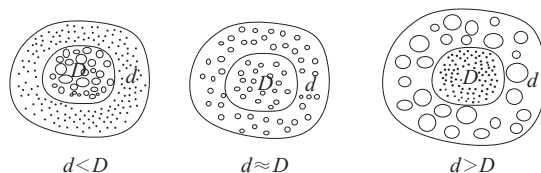


图 6 势控油气作用物理模拟实验地质模型

Fig. 6 Geological model of physical simulation experiment about potential control on hydrocarbon

从左到右砂岩粒径 D 分别为: 0.1 mm, 0.25 mm, 0.5 mm, 1 mm

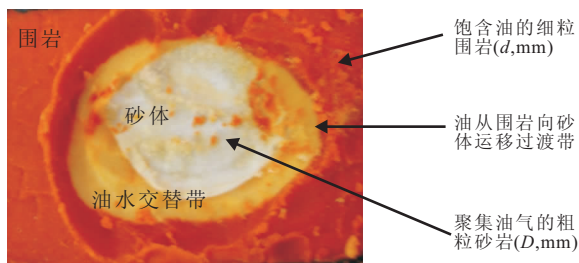


图 7 势控油气作用物理模拟实验模型

Fig. 7 The model of physical simulation experiment about potential control on hydrocarbon

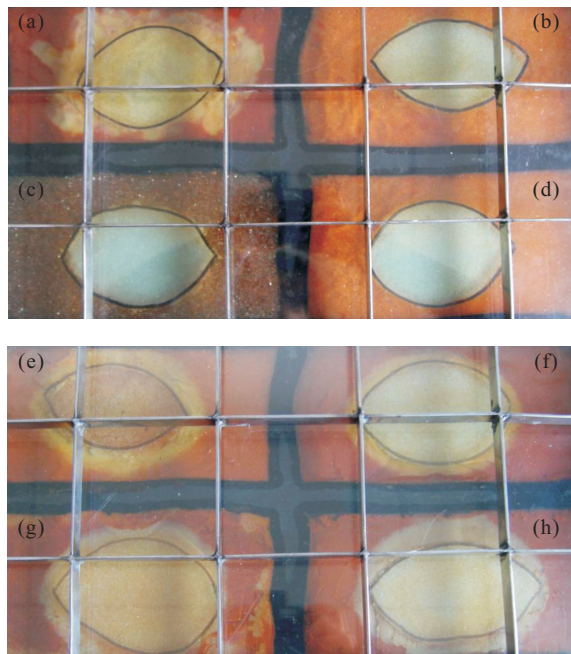


图 8 不同围岩粒径砂体势控油气作用物理模拟实验

Fig. 8 The map of physical simulation experiment about potential control on hydrocarbon in different surrounding sizes of sandstone

饱含水均为白色,围岩因含油呈桔红色.随着实验的进行,砂体的颜色可能会发生轻微的变化,砂体出现油水交替现象,图 7 是势控油气作用下的物理模拟实验模型,该模型表示实验进行 72 h 后,围岩与砂体接触的部位白色条带宽约 1 cm 左右,说明砂体的水与围岩中的油发生了明显油水交替现象.

4.3 低势成藏模拟实验结果

实验结果以照片和含油率的方式显示.图 8a~8h 所示为砂体粒径 D 为 0.5 mm 的第 1 组不同围岩在实验进行 72 h 后的实验图像照片.(a)围岩粒径为 0.25 mm,砂体孔喉半径 R 与围岩孔喉半径 r 之比 R/r 为 2;(b)围岩粒径为 0.5 mm, R/r 为 1;(c)围岩粒径为 1.0 mm, R/r 为 1/2;(d)围岩粒径为

2.0 mm, R/r 为 1/4;(e)围岩粒径为 0.05 mm, R/r 为 10;(f)围岩粒径为 0.0625 mm, R/r 为 8;(g)围岩粒径为 0.083 mm, R/r 为 6;(h)围岩粒径为 0.125 mm, R/r 为 4.

4.4 实验结果讨论

4 种不同粒径与不同围岩组合的实验反映了共同的规律,当砂体的孔喉半径与围岩的孔喉半径之比小于 2 时,即围岩的界面势能与砂体的界面势能之比小于 2 时,实验进行 72 h 后,白色的砂体基本没有发生变化;而当砂体的孔喉半径与围岩的孔喉半径之比 ≥ 2 时,围岩中的砂体就会发生颜色变化,且与砂体接触的围岩会产生白色的油水交替带; R/r 的比值越大,反应越明显,说明围岩中的油进入砂体越多;实验现象与上述理论推导非常一致.图 9 为 4 种粒径的砂体进行煤油抽提后计算的含油饱和度与砂体粒径/泥岩粒径(即 R/r)的关系图.图 9 中反映了 3 条规律:(1) R/r 为 2 时,砂体内部的含油百分比曲线出现一个拐点,其内部油量陡然增加,而 $R/r < 2$ 时,砂体内部的含油饱和度近似于 0,说明油气成藏存在临界地质条件 $R/r \geq 2$;(2)随砂体与围岩的孔喉半径之比 R/r 的逐渐增大,砂体内部的含油百分比逐渐增高,说明砂体与围岩的界面势能差异越大越有利于油气聚集;(3)实验条件下,相同 R/r 比值,砂体粒径越粗,砂体内部含油饱和度越高,即在相同砂体与围岩界面势能比值条件下,浅层围岩中的油气比深层的更易进入砂体内聚集成藏,深层的 R/r 比值要更大才能达到浅层砂体的含油饱和度.

5 低势成藏动力学模式与地质意义

图 10 为低势成藏的动力学模式,该图反映了不同埋藏深度条件下油气聚集成藏的模式存在差异.在埋藏较浅的情况下,油气成藏的基本条件是圈闭周边的界面势能较内部界面势能高 2 倍以上就能聚集成藏,此时由于埋藏较浅,接触带的毛细管压力差只需要大于油气进入圈闭后的毛细管阻力就能成藏.随埋藏深度增加,上覆地层压力逐渐增大,岩石的孔隙度逐渐减小,岩石颗粒间的比表面逐渐增大,油气所受成藏阻力也随之加大,要求油气聚集的动力更大,也即圈闭周边的界面势能与圈闭界面势能的比值更大,势能差异更大,处于低势区有利于油气的聚集.同时,随埋深增加过程中,碎屑岩的成岩作用加强,在压实作用下,砂岩和泥岩均遭受强烈的压

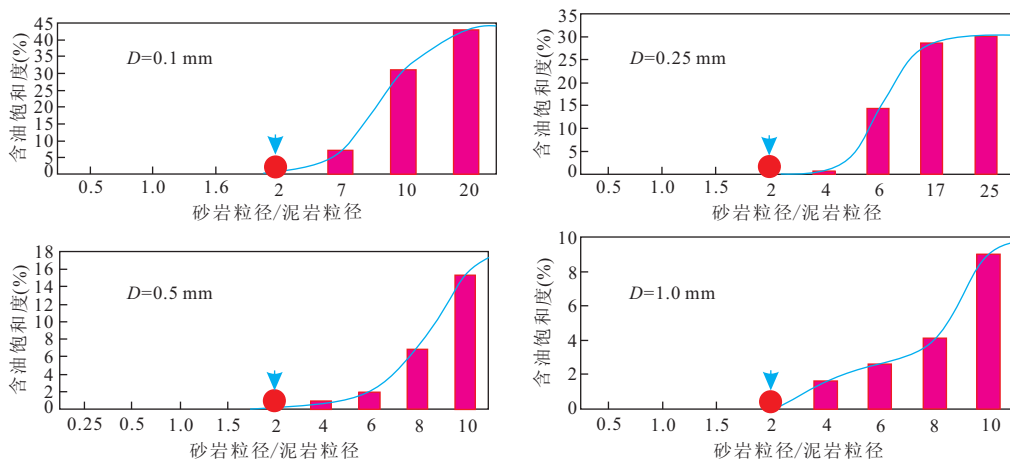


图 9 4 种粒径的砂体含油饱和度与砂体粒径/泥岩粒径关系

Fig. 9 The relationship graph between oil saturation and grain size/shale size in four sizes of sandstone

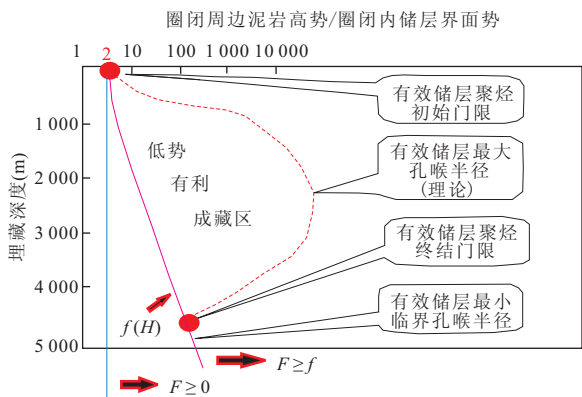


图 10 低势成藏动力学模式

Fig. 10 Pattern of hydrocarbon accumulation dynamics in low potential reservoir

实作用,孔隙度和渗透率急剧降低,导致二者的孔喉半径逐渐减少,二者之间的比值关系出现先增加后降低的趋势,因此,当埋深达到一定的程度时,圈闭周边的界面势能与圈闭界面势能的比值不足于克服成藏阻力,油气不能成藏.因此,在地史过程中,油气能否成藏,存在两个门限,一是有效储层聚烃初始门限,二是有效储层聚烃终结门限.

低势控藏特征和动力学分析宏观上揭示了不同油气藏在时间和空间上分布的差异性与规律性,从微观上分析了不同类型油气藏含油气性的差异性及其成因机理.更重要的是,油藏临界物性随埋藏深度的增加而减小的规律由相势控藏的机制与原理进行解释后,结果表明油源充分的条件下,只要满足圈闭周边界面势能较储层的高 2 倍以上才能聚集成藏,前人研究认为在东营凹陷中当孔隙度 $< 10\%$ 时,渗透率 $< 1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 时,油气则无法进入砂体内成

藏,而实际上,只要储层本身的孔喉半径与围岩的孔喉半径达到一定的比例关系,油气仍然可以进入储层成藏.这一理论发现将为深层的油气勘探带来机遇,只要储层的物性比围岩的物性好到一定程度就能成藏,即便本身低孔低渗也能有油气聚集,通俗的说,油气成藏没有死亡线(不考虑油藏经济价值),这就极大的扩充了含油气盆地油气勘探的领域和深度,对于浅层油气来说,高孔渗砂体周边的相对低孔渗砂体就能作为有效盖层,不一定需要有巨厚泥岩充当盖层,这一观点的提出可以在一定程度上扩大浅层油气勘探的领域和有利区.

6 结论

(1)低势控藏是含油气盆地油气分布的普遍特征.(2)圈闭在地表条件下聚集油气的前提条件是内部储层的界面势能低于周边围岩界面势能两倍以上,或者圈闭内储层的孔喉半径是周边围岩孔喉半径的两倍以上.圈闭外部围岩和内部储层之间的界面能之差是促使油气运聚成藏的基本动力,它大于储层内部的毛细管力与上覆静水柱压力之和.(3)圈闭埋深增大其内部储层界面势能也在增大,它们聚集油气所要求的动力也必须增加,即储层与周边围岩的界面势能之差也必须随埋深增大而增加.理论上,这一势能差值在地表为 2 倍以上,在 4 000 m 时须超过 100 倍以上.(4)圈闭内部储层势能与外部围岩势能之差越大,它们聚集油气的饱和度越大,聚集油气的量越多.当埋深达到一定的程度时,圈闭周边的界面势能与圈闭界面势能的比值不足以克服成藏

阻力,油气不能成藏.因此,在地史过程中,油气能否成藏,存在两个门限,一是有效储层聚烃初始门限,二是有效储层聚烃终结门限.(5)只要储层的物性比周边围岩的物性好到一定程度就能成藏,即便本身低孔低渗也能有油气聚集,从而大大拓展了含油气盆地油气勘探的领域和深度;而对于浅层油气来说,高孔渗砂体周边的相对低孔渗砂体就能作为有效盖层,不一定需要有巨厚泥岩,一定程度上扩大了浅层油气勘探领域.

References

- Barker, C., 1980. Primary Migration—The Importance of Water-Organic-Mineral Matter Interactions in Source Rock. *AAPG Studies in Geology*, Tulsa, Oklahoma, 1—13.
- Berg, R. R., 1975. Capillary Pressures in Stratigraphic Traps. *AAPG Bull*, 59(5): 939—956.
- Chen, D. X., Pang, X. Q., Qiu, N. S., et al., 2004. Accumulations and Filling Mechanism of Lenticular Sandbody Reservoirs. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 29(4): 483—488 (in Chinese with English abstract).
- Chen, D. X., Pang, X. Q., Qiu, G. Q., et al., 2008. Process Simulation of Hydrocarbon Accumulation Dynamics and Quantitative Forecast of Oil-Bearing Properties for Sand Lens Reservoir. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 33(1): 83—91 (in Chinese with English abstract).
- Duan, Y. G., Chang, X. C., 2009. Study on Hydrocarbons Accumulation Dynamics and Petroliferous Quality of Lithologic Reservoirs in Linnan Subsag. *Journal of Earth Sciences and Environment*, 31(3): 272—276 (in Chinese with English abstract).
- England, W. A., Mackenzie, A. S., Mann, D. M., et al., 1987. The Movement and Entrapment of Petroleum Fluid in the Subsurface. *Journal of the Geological Society, London*, 114(2): 327—347.
- Hao, F., Zou, H. Y., Wang, M. F., et al., 2002. Research Advances and Frontier Areas of Mechanisms of Petroleum Accumulation. *Geological Science and Technology Information*, 21(4): 7—14 (in Chinese with English abstract).
- Hao, F., Zou, H. Y., Fang, Y., 2005. The Difficulties and Frontiers of Subtle Oil/Gas Reservoir Research. *Earth Science Frontiers*, 12(4): 481—488 (in Chinese with English abstract).
- Hubbert, M. K., 1953. Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions. *AAPG Bull*, 37(8): 1954—2026.
- Kang, Y. S., Guo, Q. J., 1998. On Oil and Gas Migration and Accumulation Fluid Dynamic Systems. *Earth Science—Journal of China University of Geosciences*, 23(3): 281—284 (in Chinese with English abstract).
- Li, P. L., Zhang, S. W., Song, G. Q., et al., 2004. Forming Mechanism of Subtle Oil Pools in Fault Basins—Taking the Jiyang Depression of the Bohaiwan Basin as an Example. *Petroleum Geology & Experiment*, 26(1): 3—10 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., Chen, D. X., Li, P. L., et al., 2003. Accumulation Thresholds of Sand Lens and Controlling Mechanism for Oil and Gas Distribution. *Acta Petrolei Sinica*, 24(3): 38—41 (in Chinese with English abstract).
- Pang, X. Q., Li, P. L., Zhang, S. W., et al., 2007. Control of Facies-Potential Coupling on Hydrocarbon Accumulation in Continental Faulted Basins and Its Basic Geological Models. *Oil & Gas Geology*, 28(5): 641—652 (in Chinese with English abstract).

附中文参考文献

- 陈冬霞, 庞雄奇, 邱楠生, 等, 2004. 砂岩透镜体成藏机理. *地球科学——中国地质大学学报*, 29(4): 483—488.
- 陈冬霞, 庞雄奇, 邱桂强, 等, 2008. 砂岩透镜体成藏动力学过程模拟与含油性定量预测. *地球科学——中国地质大学学报*, 33(1): 83—91.
- 段云歌, 常象春, 2009. 临南洼陷岩性油藏成藏动力与含油性分析. *地球科学与环境学报*, 31(3): 272—276.
- 郝芳, 邹华耀, 王敏芳, 等, 2002. 油气成藏机理研究进展和前沿研究领域. *地质科技情报*, 21(4): 7—14.
- 郝芳, 邹华耀, 方勇, 2005. 隐蔽油气藏研究的难点和前沿. *地质前缘*, 12(4): 481—488.
- 康永尚, 郭黔杰, 1998. 论油气成藏流体动力系统. *地球科学——中国地质大学学报*, 23(3): 281—284.
- 李丕龙, 张善文, 宋国奇, 等, 2004. 断陷盆地隐蔽油气藏形成机制——以渤海湾盆地济阳坳陷为例. *石油实验地质*, 26(1): 3—10.
- 庞雄奇, 陈冬霞, 李丕龙, 等, 2003. 砂岩透镜体成藏门限及控油气作用机理. *石油学报*, 24(3): 38—41.
- 庞雄奇, 李丕龙, 张善文, 等, 2007. 陆相断陷盆地相一势耦合控藏作用及其基本模式. *石油与天然气地质*, 28(5): 641—652.