

文章编号: 1004—5589 (2018) 01—0199—08

致密砂岩储层与常规砂岩储层成藏动力学特征的差异性： 以松辽盆地北部三肇地区扶余油层砂岩储层为例

姜丽娜¹, 夏丹¹, 朱政源²

1. 大庆油田有限责任公司 勘探开发研究院, 黑龙江 大庆 163712;
2. 大庆油田有限责任公司 采油一厂, 黑龙江 大庆 163712

摘要: 为了研究三肇地区扶余油层砂岩储层特征, 采用三维 CT 扫描技术和恒速压汞技术, 对储层微观孔喉结构特征进行表征。结果表明, 常规砂岩储层的孔喉大量发育, 连通性好, 为微米级孔喉。致密砂岩储层孔喉非均质性强, 孤立零散分布, 连通性差, 以纳米级孔喉为主。微观孔喉特征的差异决定了油气充注、运移、聚集及渗流机理等成藏动力学特征具有差异性。通过对该区扶余油层砂岩储层的高压压汞实验、浮力与毛细管阻力公式计算及岩芯流动实验进行分析, 认为油气在常规砂岩储层中初次运移动力是超压, 二次运移及聚集的主要动力是浮力, 油气以侧向运移为主, 断层和砂体的匹配是主要的运移通道, 流体流动状态呈达西渗流规律; 油气在致密砂岩储层中运移动力为超压, 油气以垂向运移为主, 流体呈低速非达西渗流现象, 以活塞-推挤的方式聚集。由于常规和致密油藏成藏动力学特征的差异, 决定了油藏地质特征及分布的差异。三肇地区常规油藏主要是远距离、构造高部位聚集, 上油下水规律明显, 受构造控制; 致密油藏主要是近距离、源下聚集, “甜点区”富集, 圈闭边界不明显。

关键词: 微观孔隙结构; 成藏动力特征; 非达西渗流; 油藏特征

中图分类号: P618.130.2 文献标识码: A doi: 10.3969/j.issn.1004-5589.2018.01.017

Differences in reservoir-forming dynamic characteristics of tight sandstone reservoir and conventional sandstone reservoir: a case from Fuyu sandstone reservoir of Sanzhao area in northern Songliao Basin

JIANG Li-na¹, XIA Dan¹, ZHU Zheng-yuan²

1. Exploration and Development Research Institute of Daqing Oilfield Co. Ltd., Daqing 163712, Heilongjiang, China;
2. The First Oil Production Company of Daqing Oilfield Co. Ltd., Daqing 163712, Heilongjiang, China

Abstract: In order to investigate the characteristics of Fuyu oil sandstone reservoir, three-dimensional CT scanning technology and rate-controlled mercury penetration technique are used to describe the micro pore throats structure. Results show that the widely developed pore throats of conventional sandstone reservoirs are micro scale pore throats with good connectivity. The scattered developed pore throats of tight sandstone reservoirs are nano scale pore throats with poor connectivity. The differences of micro pore throats determine the differences of oil and gas filling, migration, accumulation and percolation mechanism. By means of high pressure mercury injection test, buoyancy and capillary resistance formula and core flow test in Fuyu reservoir, it is concluded that the driving force

for primary migration of oil and gas is overpressure and the main driving force for the second migration and accumulation is buoyancy in the conventional sandstone reservoir. Oil and gas mainly migrate laterally, and the association of faults and sand bodies provides the main migration pathway. Fluid flow state follows Darcy flow law in the conventional sandstone reservoir. Whereas in tight sandstone reservoir, the driving force of oil and gas is overpressure. Oil and gas mainly migrate vertically, and the fluid presents low velocity non-Darcy flow phenomenon. The difference of reservoir-forming dynamics determines the difference of reservoir geological characteristics and distribution. The analysis shows that the conventional reservoir in Sanzhao area is mainly in the long distance and high structure area with obvious oil-water contact, i. e. the water is under the oil, which is subjected to structural control, while the tight reservoir is mainly located near and below the source, and oil and gas are accumulate in “sweet spot” area. Trap boundary is not obviously.

Key words: micro pore structure; reservoir-forming dynamic characteristics; non-Darcy flow; reservoir characteristics

0 引言

中国常规油气勘探开发已经进入中后期阶段,非常规油气勘探开发进入了战略突破期^[1]。致密油属于非常规油气领域,在北美地区获得了巨大的成功^[2,3]。中国在鄂尔多斯盆地、四川盆地、准噶尔盆地、松辽盆地和渤海湾等地区也发现致密油气资源,具有广阔的勘探前景^[46]。

致密油的概念国内外尚无统一的定义。贾承造等将致密油定义为“以吸附(或游离)状态赋存于生油岩中(或与生油岩互层),紧邻致密的砂岩(或碳酸盐岩)储集岩中,未经过大规模、长距离运移的石油聚集”^[7]。根据松辽盆地的地质特点及勘探开发实际,大庆油田将“储集层地面空气渗透率 $\leq 1 \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 、孔隙度 $\leq 12\%$,赋存于油页岩或与其互层共生的致密砂岩储层中,未经过大规模、长距离运移,且直井常规压裂产能低(无经济效益),需采用水平井大规模体积压裂方式或提产的石油资源”统称为致密油^[8]。

松辽盆地北部三肇地区包括三肇凹陷以及周边的朝阳沟阶地和长春岭背斜(图1),该区扶余油层砂岩储层孔隙度主要分布在 $6\% \sim 14\%$,平均为 9.4% ,渗透率主要分布在 $(0.01 \sim 10) \times 10^3 \mu\text{m}^2$,平均为 $0.70 \times 10^3 \mu\text{m}^2$,致密砂岩储层与常规砂岩储层均规模发育。目前已发现的该区扶余油层常规油主要发育在三肇内部的肇州鼻状构造、朝长及三肇周边大部分地区,致密油主要分布在三肇凹陷主体大部分地区。大量的研究表明,常规油与致密油的形成与分布特征具有很大的差别。常规

砂岩储层与致密砂岩储层微观孔喉特征差异导致两者成藏动力学特征的差异。常规的石油地质成藏理论和方法难以指导致密砂岩储层油藏的勘探和开发,迫切需要对常规油与致密油进行差别性研究并建立致密油的石油地质理论和技术,揭示致密油藏的成藏机制,从而有效地指导致密油的勘探开发实践。

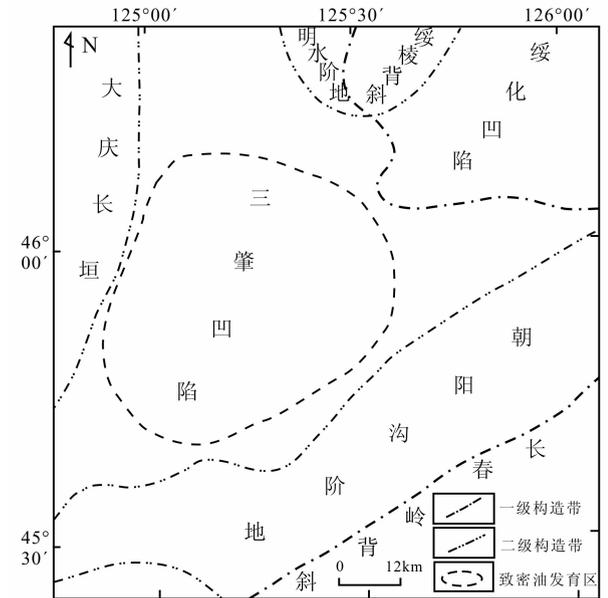


图1 三肇地区构造单元分区图

Fig. 1 Structural unit division in Sanzhao area

笔者应用三维CT扫描技术及恒速压汞技术,在详细分析了松辽盆地北部三肇地区扶余油层常规砂岩储层与致密砂岩储层微观孔喉特征差异的基础上,借助高压压汞实验、浮力与毛细管阻力公式计

算及岩芯流动实验进行分析,深入探讨了致密砂岩储层所具有的独特成藏动力学特征,同时揭示了由于成藏动力学的差异而导致的常规油藏与致密油藏不同的地质特征及分布特征。

1 储层微观孔喉结构特征

孔喉结构特征的差异是常规油与致密油成藏动力及油藏特征差异的根源,是常规砂岩储层和致密砂岩储层的本质差异^[9]。因此开展致密砂岩储层微观孔喉结构特征研究,对于有效开展储层评价具有重要意义。常用的表征储层孔隙结构的方法如铸体薄片法及扫描电镜技术均具有一定的局限性,铸体薄片法二维图像放大倍数有限,难以表征微纳米级孔喉,扫描电镜无法获得孔喉三维分布及连通情况,两者均无法获取详细的孔隙及喉道参数。笔者采用三维CT扫描技术和恒速压汞技术以表征微纳米级孔喉结构特征。

1.1 孔喉发育特征

CT扫描技术是利用X射线对岩石样品全方位、大范围快速无损扫描成像,并利用扫描图像数值重构孔喉三维结构特征的技术方法,可以对样品内部的微观结构进行微纳米尺度上的三维表征、数字化重构等^[10,11]。

通过对研究区储层样品CT扫描,发现常规砂岩储层和致密砂岩储层在微观孔喉结构特征上有很大的不同,本文选取典型的常规砂岩储层和致密砂岩储层各1块样品的CT扫描图像进行分析展示,其中常规砂岩储层样品为Y1井处1782m的含油粉砂岩样品,CT分析孔隙度12.5%,渗透率 $1.26 \times 10^3 \mu\text{m}^2$,致密砂岩储层样品为Y2井处1917.5m的油浸粉砂岩,CT分析孔隙度7.6%,渗透率 $0.02 \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 。从CT扫描孔隙结构三维分布图(图2)可以看出,常规砂岩储层样品的孔隙和喉道均大量发育,孔隙呈不规则球状储集空间,喉道呈较为粗大的管状或条带状,孔隙与喉道的连通性较好(图2a);而致密砂岩储层的孔喉在空间分布上具有较强的非均质性,三维空间表现为孤立孔喉零散分布的特征,孔喉半径变化范围较大,存在大量 $<1 \mu\text{m}$ 小球状微孔和微-短管状的喉道及少量 $>1 \mu\text{m}$ 的球状孔隙,其中小球状微孔在三维空间呈孤立状,连通性较差,微-短管状的喉道与周围的较大的孔隙具有一定的连通性(图2b)。

1.2 孔喉大小及分布特征

恒速压汞是以极低的准静态恒定速度向岩样孔隙及喉道内进汞,可获取孔隙、喉道及孔喉比等参数,区别于常规压汞,它能够对孔隙与喉道的分别表征^[12]。

本文选取恒速压汞实验样品12块,其中3块渗透率为 $(2.36 \sim 5.42) \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 的常规砂岩储层样品和9块渗透率在 $(0.02 \sim 0.85) \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 的致密油砂岩储层样品。图3可见,常规砂岩储层样品的孔隙半径为 $100 \sim 250 \mu\text{m}$,主峰在 $150 \mu\text{m} \pm$;致密砂岩储层的孔隙半径集中分布在 $80 \sim 220 \mu\text{m}$,主峰在 $120 \mu\text{m} \pm$,12块样品中不同渗透率样品的孔隙半径分布差别较小,但总体上致密砂岩储层比常规砂岩储层孔隙半径略小,渗透率偏高的样品孔隙半径偏大(图3a)。3块常规砂岩储层实验样品喉道半径分布范围大,主要在 $0.5 \sim 5.0 \mu\text{m}$,主峰在 $2.3 \sim 3 \mu\text{m}$;致密砂岩储层的9块实验样品的喉道半径分布范围主要在 $0.1 \sim 1.3 \mu\text{m}$,主峰在 $0.5 \mu\text{m} \pm$,与常规砂岩储层相比,喉道半径主峰非常明显的左移,大喉道所占比例相对更低。12块砂岩储层样品中,喉道半径分布差异相对较大,储层渗透率越高,喉道半径分布范围越大、主峰偏右、大喉道所占的比例越高(图3b)。

前人将孔喉直径 $>1 \mu\text{m}$ 称为微米级孔隙, $<1 \mu\text{m}$ 称为纳米级孔隙^[13]。对三肇地区扶余油层储层的研究表明,该地区扶余油层常规砂岩储层属于微米级孔喉,致密砂岩储层属于微米-纳米级别喉,以纳米级为主。

2 成藏动力学特征

2.1 油气充注的动力

三肇地区扶余油藏是典型的源下油藏,油气从烃源岩充注到下伏储层必须有向下方向的动力驱动^[14]。浮力方向向上不能够作为油气从烃源岩到储层向下充注的动力^[15]。因此,不论是致密砂岩储层还是常规砂岩储层,源-储剩余压差即超压才是油气从烃源岩充注到下伏储层的初始动力。尽管两者的动力同样为超压,但由于微观孔隙特征的差异决定了油气充注动力大小存在着差异。

本文选取三肇地区扶余油层114块砂岩样品进行常规高压压汞试验,其中94块砂岩样品渗透率 $<1 \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 为致密砂岩,20块砂岩样品渗透率

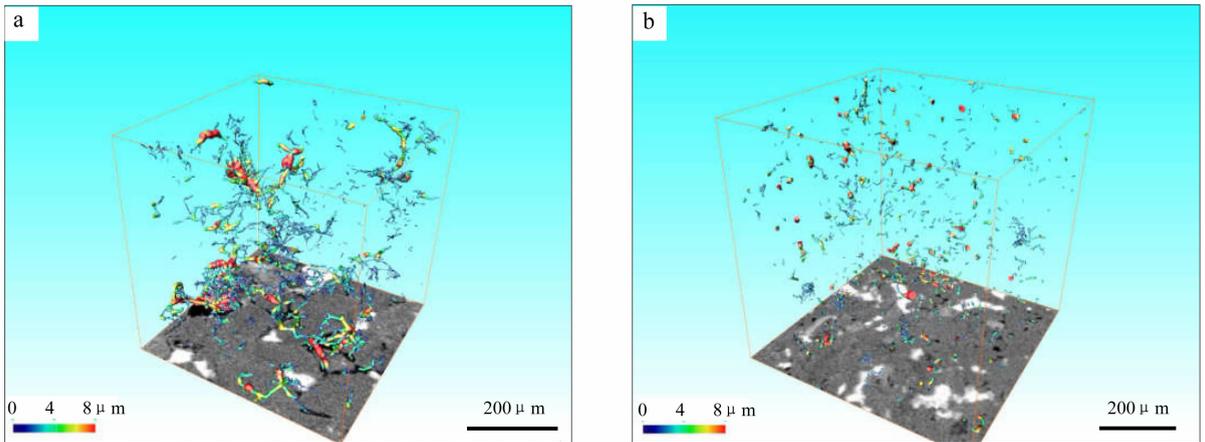
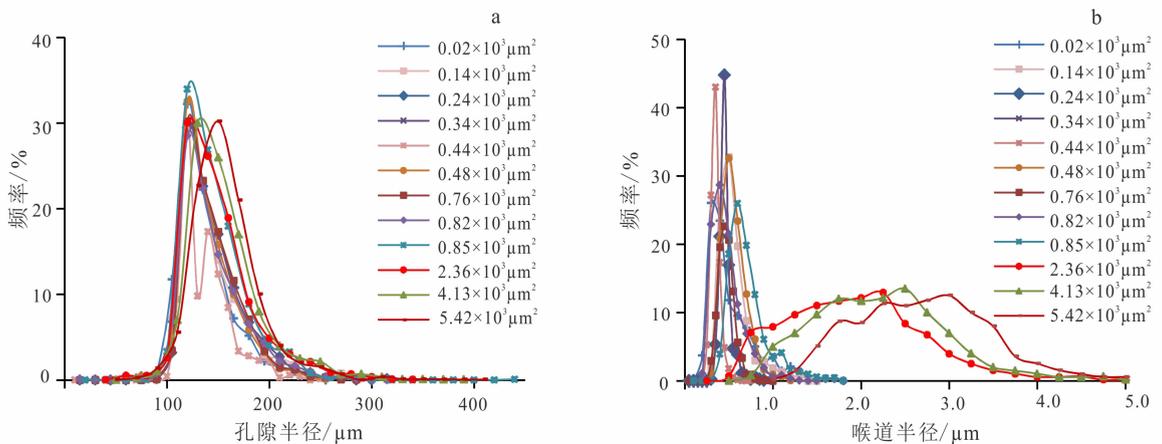


图2 三肇地区扶余油层砂岩储层 CT 扫描微观孔喉结构三维分布图

Fig. 2 Three dimensional distribution graphs of micro pore throat structure of CT scanning of Fuyu sandstone reservoir in Sanzhao area



a. 恒速压汞孔隙半径分布特征图; b. 恒速压汞喉道半径分布特征图.

图3 三肇地区扶余油层砂岩储层不同渗透率样品恒速压汞孔喉半径参数分布特征图

Fig. 3 Distribution characteristics graphs of pore radius and throat radius parameters of different permeability samples from rate-controlled mercury penetration technique of Fuyu sandstone reservoir in Sanzhao area

$> 1 \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 为常规砂岩。实验资料显示, 三肇地区扶余油层致密砂岩储层的排替压力为 0.329 ~ 12.623 MPa, 平均 2.280 MPa, 常规砂岩储层的排替压力为 0.197 ~ 1.800 MPa, 平均 0.647 MPa。排替压力是模拟油驱水时的状态, 能够反映石油进入储层时的全部阻力。表明油气充注进入致密砂岩储层的所需动力要比进入常规砂岩储层所需动力大 (图 4)。

2.2 油气运移和聚集的动力

对于常规砂岩储层, 超压为油气初次运移的动

力, 但随着油气运移距离的不断增加, 超压强度不断减少甚至耗尽。油气的长距离运移或者二次运移的主要动力则是浮力, 毛细管力为阻力, 当浮力大于毛细管阻力后油气开始在一定大小的孔喉系统中运移^[16], 毛细管阻力和浮力均可用公式 (1)、(2) 分别表示。油气受浮力驱使在常规砂岩储层中运移并进入圈闭聚集, 油水由于浮力而发生重力分异, 在圈闭中以上油下水的形式分布具有明显统一的油水界面。

$$f_{\text{毛细管阻力}} = 2 \sigma \cdot \cos\theta / r \quad (1)$$

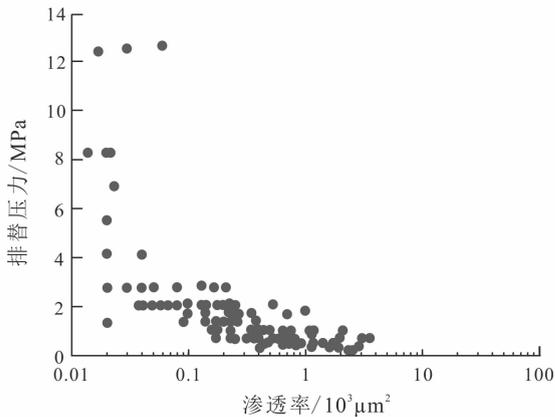


图 4 三肇地区扶余油层砂岩储层渗透率与排替压力关系图

Fig. 4 Relationship between permeability and displacement pressure of Fuyu sandstone reservoir in Sanzhao area

$$F_{浮} = (\rho_w - \rho_o)gh \quad (2)$$

式中： $F_{浮}$ 为浮力，Pa； $(\rho_w - \rho_o)$ 为油水密度差， kg/m^3 ； g 为重力加速度， $9.8 \text{ m}/\text{s}^2$ ； h 为油柱高度，m； $f_{毛管阻力}$ 为毛管阻力，Pa； σ 为界面张力， N/m ； θ 为润湿角， $(^\circ)$ ； r 为孔喉半径，m。

对于致密砂岩储层，由于其孔喉半径极小，分布范围主要在 $0.1 \sim 1.3 \mu\text{m}$ ，主峰在 $0.5 \mu\text{m} \pm$ 。根据 Schowalter (1979) 建立的油水界面张力与地层温度的关系图版，三肇地区扶余油层古地温为 94°C ，油水界面张力取值 $0.0096 \text{ N}/\text{m}$ (图 5)。

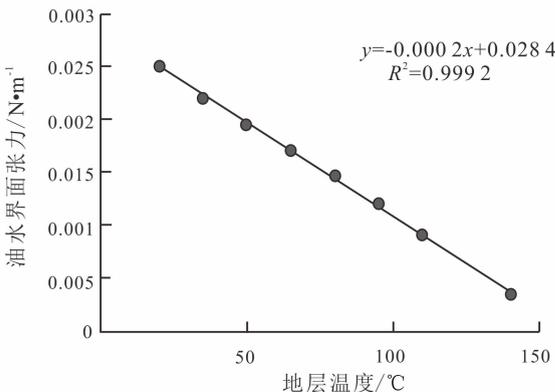


图 5 油水界面张力与地层温度关系图

Fig. 5 Relationship between oil water interfacial tension and formation temperature

般认为，储层长期处在水环境中，岩石颗粒表面为强亲水性质，因此润湿角取值 0° 。根据式 1，若孔喉半径取值 $0.5 \mu\text{m}$ ，计算出致密砂岩储层中毛细管阻力为 0.038 MPa 。三肇地区扶余油层现今地层水密度取值为 $990 \text{ kg}/\text{m}^3$ ；依据高压物性分析，三肇地区扶余油层地下原油密度平均为 $800 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。根据式 2，如果浮力作为动力，需大于毛细管阻力，那么计算油柱高度必须至少达到 20 m ，这显然是不可能的。所以浮力不能够驱动油气在致密砂岩储层中运移和聚集。超压是油气在致密砂岩储层中初次运移并且短距离运移聚集的唯一动力。

2.3 渗流特征

前人研究表明，常规储层在低速渗流时符合线性渗流规律即达西定律，而致密砂岩储层由于孔径细小，毛细管阻力很大，石油在低渗透储层中流体渗流状态表现为非达西渗流特征，排替压力高，存在启动压力现象^[17,18]。

本文通过选取 9 块储层砂岩样品，在模拟地层条件下（实验温度 85°C ，实验压力 $1 \sim 55 \text{ MPa}$ ），进行了储层岩芯流动实验。其中 3 块储层砂岩样品渗透率 $> 1 \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 为常规砂岩，6 块储层砂岩样品渗透率 $< 1 \times 10^3 \mu\text{m}^2$ 是致密砂岩。分析结果表明常规砂岩储层中流体流动状态接近达西渗流，油气以达西渗流的方式聚集成藏；致密砂岩储层中流体流动状态呈非达西渗流流动特征，存在启动压力梯度，随着储层物性变差，流体在地下砂岩中流动时所需要的启动压力梯度越高（图 6），油气以非达西渗流的方式即类似于活塞-推挤的方式聚集成藏。

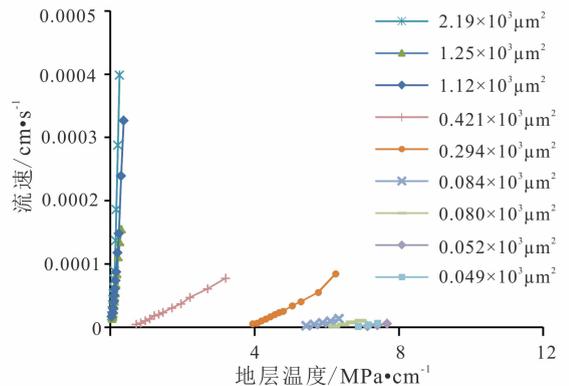


图 6 致密砂岩非达西渗流特征曲线图

Fig. 6 Non-Darcy flow characteristic curve graph of tight sandstone

3 油藏地质及分布特征

三肇地区扶余油层常规砂岩储层和致密砂岩储层的微观孔喉特征具有差异性决定了油气在常规砂

岩储层和致密砂岩储层中的充注、运移、聚集及渗流机理等成藏动力学特征也具有差异性。成藏动力学特征的差异性导致该区扶余油层常规油藏和致密油藏地质特征及分布方面有许多的不同(图7)。

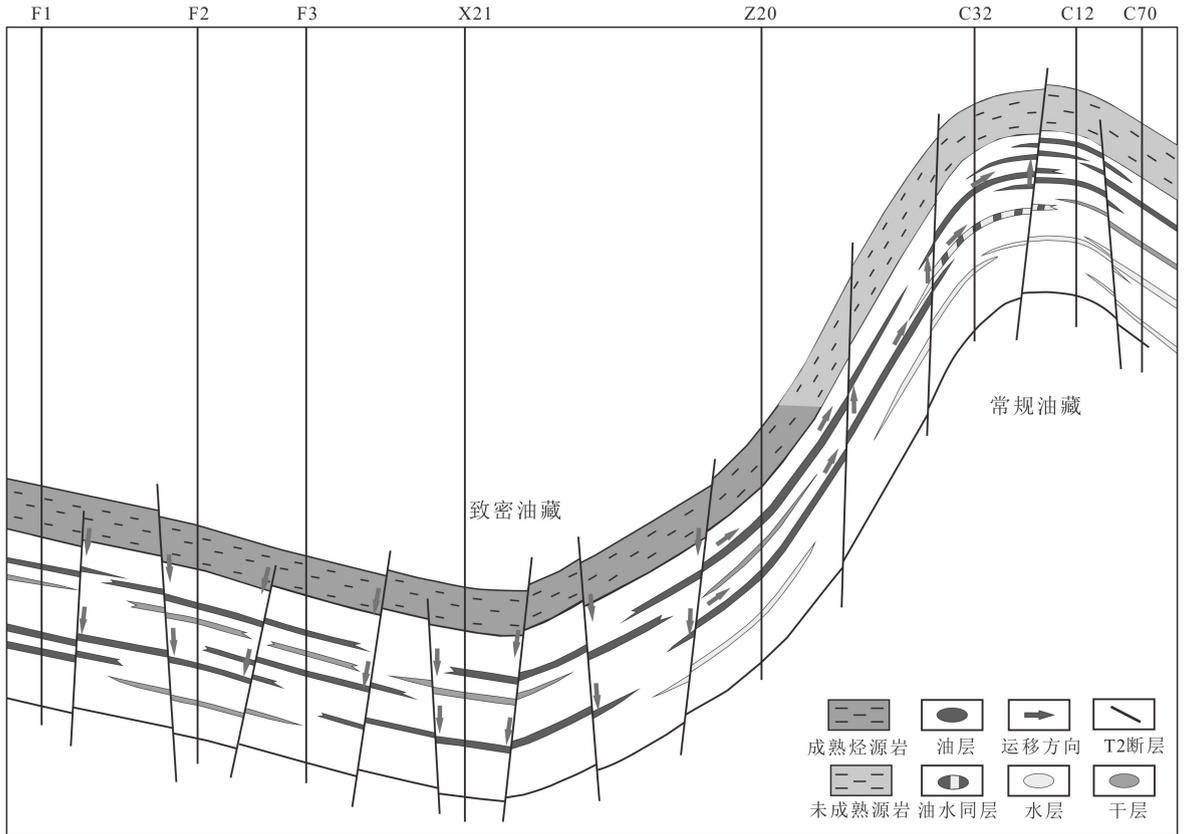


图7 三肇地区扶余油层常规油藏与致密油藏成藏模式图

Fig.7 Hydrocarbon accumulating model of conventional reservoir and tight oil reservoir in Fuyu sandstone of Sanzhao area

与源岩的距离关系 由于油气在常规砂岩储层中运移的主要动力是浮力,油气受到向上浮力的作用沿上倾常规砂岩储层运移,运移通道是断层与砂岩的匹配组合,总体的运移方向以侧向上运移为主,垂向上运移为辅,所以常规油藏多分布于平面距源较远的长春岭及三肇周边地区和肇源鼻状构造;而油气在致密砂岩储层中运聚的主要动力是超压,运移方式以垂向下运移为主,在超压的驱动下直接进入微纳米级砂岩储层中或经由断层垂向运移后聚集于与断层相交的微纳米级砂岩储层中,所以致密油藏多分布在垂向且距源较近的三肇凹陷内部主体部分。

油水分布特征 由于油气在常规砂岩储层中是

浮力聚集,油气在自身浮力的驱动下,会产生重力分异,上油下水规律明显,有统一的油水界面;而油气在致密砂岩储层中是非浮力聚集,油气在储层中难以因重力差异而产生分异,没有统一的油水界面。

聚集单元 由于常规油藏的储集空间是微米以上级别的孔喉,浮力驱动成藏,因此圈闭是油气聚集的基本单元,受构造控制,圈闭边界明显,地质研究重点是优选有利圈闭;而致密油藏的储集空间是微纳米级孔喉,超压驱动油气连续充注并聚集,油气局部富集,形成所谓的“甜点区”,含油边界主要受岩性和物性控制,不受构造控制,圈闭边界不明显,因此地质研究的重点是优选油气富集的

“甜点区”。

4 结论

(1) 微观孔喉结构特征的差异是常规砂岩储层和致密砂岩储层的本质差异,是导致成藏动力学特征差异的根源。常规砂岩储层,孔喉大量发育,连通性较好,属于微米级孔喉。致密砂岩储层孔喉非均质性强,零散分布,连通性较差,以纳米级孔喉为主。

(2) 该区油气在常规砂岩储层中长距离运移及聚集的主要动力是浮力,侧向运移为主,断层和砂体的匹配是主要的运移通道,流体流动状态呈达西渗流规律;油气在致密砂岩储层中运移的动力为超压,流体呈低速非达西渗流现象,存在启动压力梯度。

(3) 成藏动力学特征的差异决定了油藏地质特征及分布的差异。常规油藏主要是远距离、构造高部位聚集,上油下水规律明显,受构造控制;致密油藏主要是近距离、源下聚集,无统一油水界面,“甜点区”富集。

参考文献:

[1] 韩文学,查明,高长海.致密油成藏主控因素对比及意义—以鄂尔多斯盆地长7段与松辽盆地扶余油层为例[J].桂林理工大学学报,2014,34(4):629-634.
HAN Wen-xue, ZHA Ming, GAO Chang-hai. Comparison in accumulation controlling factors and its significance—a case from Chang 7 Member of Yanchang Formation in Ordos Basin and Fuyu reservoir in Songliao Basin [J]. Journal of Guilin University of Technology, 2014, 34 (4): 629-634.

[2] 汪海燕.致密油分布的沉积相控作用分析:以齐家地区高台子油层为例[J].世界地质,2016,35(3):801-808.
WANG Hai-yan. Control function of sedimentary facies on tight oil distribution: taking Gaotaizi oil layer in Qijia area as an example [J]. Global Geology, 2016, 35 (3): 801-808.

[3] 林森虎,邹才能,袁选俊,等.美国致密油开发现状及启示[J].岩性油气藏,2011,23(4):25-29.
LIN Sen-hu, ZOU Cai-neng, YUAN Xuan-jun, et al. Status quo of tight oil exploitation in the United States and

its implication [J]. Lithologic Reservoirs, 2011, 23 (4): 25-29.

[4] 邹才能,陶士振,侯莲华,等.非常规油气地质[M].北京:地质出版社,2013:239-242.
ZOU Cai-neng, TAO Shi-zhen, HOU Lian-hua, et al. Unconventional petroleum geology [M]. Beijing: Geological Publishing House, 2013: 239-242.

[5] 杜金虎,刘合,马德胜,等.试论中国陆相致密油有效开发技术[J].油气勘探与开发,2014,41(2):198-205.
DU Jin-hu, LIU He, MA De-sheng, et al. Discussion on effective development techniques for continental tight oil in China [J]. Petroleum Exploration and Development, 2014, 41 (2): 198-205.

[6] 林铁锋,张庆石,张金友,等.齐家地区高台子油层致密油砂岩油藏特征及勘探潜力[J].大庆石油地质与开发,2014,33(5):36-43.
LIN Tie-feng, ZHANG Qing-shi, ZHANG Jin-you, et al. Reservoir characteristics and exploration potential of tight sandstone of Gaotaizi oil layer in Qijia area [J]. Petroleum Geology and Oilfield Development in Daqing, 2014, 33 (5): 36-43.

[7] 贾承造,郑民,张永峰.中国非常规油气资源与勘探开发前景[J].油气勘探与开发,2012,39(2):129-136.
JIA Cheng-zao, ZHENG Min, ZHANG Yong-feng. Unconventional hydrocarbon resources in China and the prospect of exploration and development [J]. Petroleum Exploration and Development, 2012, 39 (2): 129-136.

[8] 蒙启安,白雪峰,梁江平,等.松辽盆地北部扶余油层致密油特征及勘探对策[J].大庆石油地质与开发,2014,33(5):23-29.
MENG Qi-an, BAI Xue-feng, LIANG Jiang-ping, et al. Fuyu tight oil characteristics and exploration practices in the tight oil reservoirs in North Songliao Basin [J]. Petroleum Geology & Oilfield Development in Daqing, 2014, 33 (5): 23-29.

[9] 邹才能,陶士振,白斌,等.论非常规油气与常规油气的区别和联系[J].中国石油勘探,2015,20(1):1-16.
ZOU Cai-neng, TAO Shi-zhen, BAI Bin, et al. Differences and relations between unconventional and conventional oil and gas [J]. China Petroleum Exploration, 2015, 20 (1): 1-16.

[10] Sakdinawat A, Attwood D. Nanoscale X-ray imaging [J]. Nature Photonics, 2010, 267 (4): 840-848.

- [11] 毕明威, 陈世悦, 周兆华, 等. 鄂尔多斯盆地苏里格气田苏6区块盒8段致密砂岩储层微观孔隙结构特征及意义 [J]. 天然气地球科学, 2015, 20 (10): 1851-1861.
BI Ming-wei, CHEN Shi-yue, ZHOU Zhao-hua, et al. Characteristics and significance of microscopic pore structure in tight sandstone reservoir of the 8th Member of Lower Shihezi Formation in the Su 6 area of Sulige gasfield [J]. Natural Gas Geoscience, 2015, 20 (10): 1851-1861.
- [12] 王瑞飞, 沈平平, 宋子齐. 特地渗透砂岩油藏储层微观孔喉特征 [J]. 石油学报, 2009, 30 (4): 560-563.
SONG Rui-fei, SHEN Ping-ping, SONG Zi-qi. Characteristics of micro-pore throat in ultra-low permeability sandstone reservoir [J]. Acta Petrolei Sinica, 2009, 30 (4): 560-563.
- [13] 曾建辉, 杨智凤, 冯泉, 等. 致密储层油气成藏机理研究现状及其关键科学问题 [J]. 地球科学进展, 2016, 29 (6): 651-661.
ZENG Jian-hui, YANG Zhi-feng, FENG Xiao, et al. Study status and key scientific issue of tight reservoir oil and gas accumulation mechanism [J]. Advances in Earth Science, 2016, 29 (6): 651-661.
- [14] 付晓飞, 平贵东, 范瑞东, 等. 三肇凹陷扶杨油层油气“倒灌”运聚成藏规律研究 [J]. 沉积学报, 2009, 27 (3): 558-566.
FU Xiao-fei, PING Gui-dong, FAN Rui-dong, et al. Research on migration and accumulation mechanism of hydrocarbon “reversed migration” in Fuyu and Yangdachengzi Formation in Sanzhao depression [J]. Acta Sedimentologica Sinica, 2009, 21 (3): 558-566.
- [15] 李明诚. 油气与天然气运移 [M]. 北京: 油气工业出版社, 2004: 50-63.
LI Ming-cheng. Hydrocarbon migration [M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2004: 50-63.
- [16] 宋岩, 姜林, 马行陟. 非常规油气藏的形成及其分布特征 [J]. 古地理学报, 2013, 15 (5): 605-614.
SONG Yan, JIANG Lin, MA Xing-zhi, et al. Formation and distribution characteristics of unconventional oil and gas reservoirs [J]. Journal of Palaeogeography, 2013, 15 (5): 605-614.
- [17] 熊伟, 雷群, 刘先贵, 等. 低渗透油藏拟启动压力梯度 [J]. 石油勘探与开发, 2009, 36 (2): 232-236.
XIONG Wei, LEI Qun, LIU Xian-gui, et al. Pseudo threshold pressure gradient to flow for low permeability reservoirs [J]. Petroleum Exploration and Development, 2009, 36 (2): 232-236.
- [18] 朱志强, 曾溅辉, 吴河勇, 等. 低渗透砂岩石油运移及成藏特征模拟实验 [J]. 石油与天然气地质, 2007, 28 (2): 229-234.
ZHU Zhi-qiang, ZENG Jian-hui, WU He-yong, et al. An experimental study on oil migration and accumulation in low-permeability sandstone [J]. Oil & Gas Geology, 2007, 28 (2): 229-234.