

文章编号:0253-9985(2008)04-0460-06

成岩演化作用对油气运移方式的影响 ——以松辽盆地西部齐家-古龙凹陷扶杨油层为例

蔡利学¹, 金晓辉¹, 肖文玲²

(1. 中国石油化工股份有限公司 石油勘探开发研究院, 北京 100083;

2. 中国石油天然气集团公司 大庆石油管理局 物探公司, 黑龙江 大庆 163257)

摘要:通过对岩石薄片、X-射线衍射和扫描电镜等测试资料的分析,总结了松辽盆地扶杨油层的岩石矿物学特征、成岩作用及其演化过程,并研究了成岩演化与砂岩输导层物性和含油气性的关系。综合研究认为,扶杨油层埋藏深,成岩作用强,成岩演化控制着砂岩输导层的物性和含油气性,并直接影响了油气运移方式。

关键词:岩石矿物学特征;成岩作用;砂层物性;含油气性;油气运移;松辽盆地

中图分类号:TE122.1

文献标识码:A

Diagenetic evolution and its effects on hydrocarbon migration: a case from the Fuyang reservoir in the Qijia-Gulong Sag, the West Songliao Basin

Cai Lixue¹, Jin Xiaohui¹, Xiao Wenling²

(1. Petroleum Exploration & Production Research Institute, SINOPEC, Beijing 100083, China;

2. Geophysical Exploration Company, CNPC Daqing Petroleum Administration Bureau, Daqing, Heilongjiang 163257, China)

Abstract: Based on the analysis of various data such as casting sandstone thin section, scanning electron microscope (SEM) and X-ray diffraction (XRD), this paper summarizes the petrological and mineralogical characteristics, diagenesis and its evolution of the Fuyang reservoir in the Songliao Basin, and studies the relationships between the diagenetic evolution and the physical and oil-bearing properties of sandstone carrier beds. Comprehensive study shows that the Fuyang reservoir is characterized by deep burial depth and strong diagenesis, and the diagenetic evolution controlled the physical and oil-bearing properties of the sandstone carrier beds and directly influenced the patterns of hydrocarbon migration.

Key words: petrological and mineralogical characteristics; diagenesis; physical property of sandbody; oil-bearing property; hydrocarbon migration; Songliao Basin

松辽盆地扶杨油层是扶余油层和杨大城子油层的简称,由下白垩统泉头组三、四段河流及三角洲沉积形成的砂岩所构成,是松辽盆地重要的勘探层位(图1)。扶杨油层受构造控制,埋藏深度变化较大^[1,2],在齐家-古龙凹陷扶余油层顶面埋深1 586~2 535 m,杨一组油层顶面埋深1 675~2 646 m,高差相差近千米,成岩作用非常明显,尤其是各种成岩作用都对砂岩的孔隙空间进行了改造,对砂岩层输导物性表现出了不同的影响作用。

本文通过对扶杨油层岩石矿物学特征、成岩作用及其演化的研究,试图阐明成岩演化与输导层物性和含油气性的关系,以及对油气运移方式的影响。

1 砂岩输导层的岩石矿物学特征

影响砂岩层输导性能的两个最重要因素是原始沉积条件与后期成岩作用^[3]。原始沉积条件对

收稿日期:2008-06-27。

第一作者简介:蔡利学(1967—),女,博士、高级工程师,石油及天然气勘探。

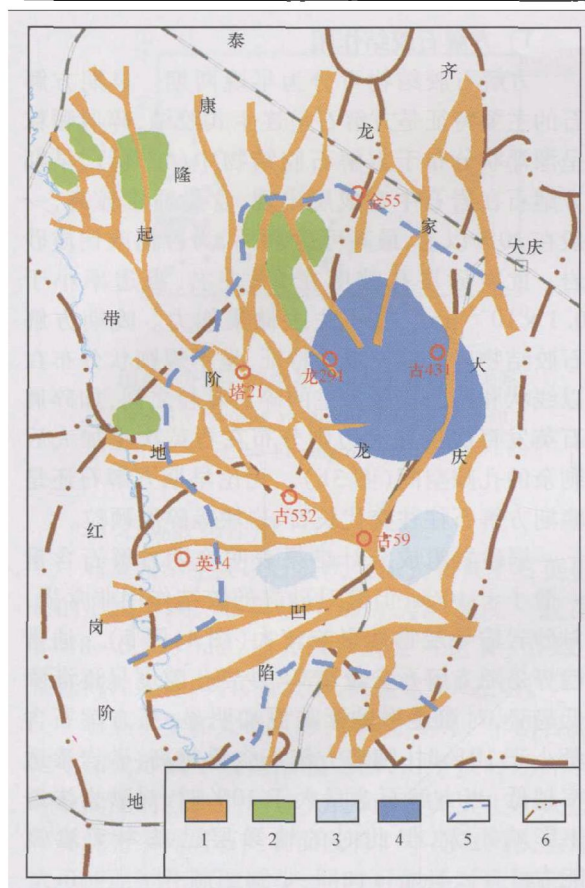


图1 杨大城子油层沉积相略图

Fig. 1 Generalized geologic map of the study area

1. 杨大城子河道沉积; 2. 杨大城子决口扇沉积;
3. 杨大城子分流间湾沉积; 4. 杨大城子滨浅湖沉积;
5. 湖岸线; 6. 构造分区线

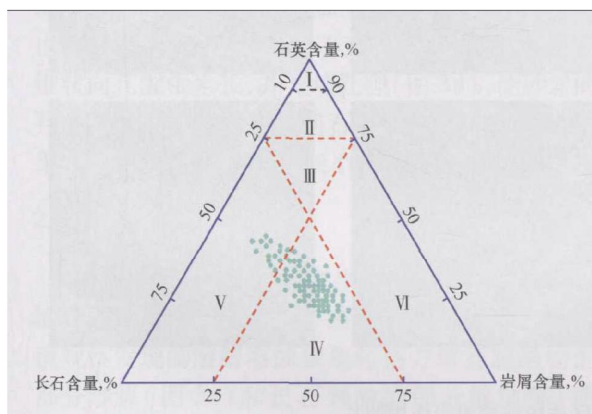


图2 齐家-古龙凹陷扶杨油层砂岩类型图

Fig. 2 Sandstone types of the Fuyang reservoir

in the Qijia-Gulong sag

- I. 纯石英砂岩; II. 石英砂岩; III. 次岩屑长石砂岩;
- IV. 岩屑长石砂岩或长石岩屑砂岩;
- V. 长石砂岩; VI. 岩屑砂岩

砂岩输导层物性的影响与受控于某一沉积体系下沉积的砂岩所具有的碎屑成分、结构、胶结物种类和含量等因素有关。一般来讲砂岩粒度越粗、分选越好,胶结物越少则砂岩的孔隙度和渗透率越高,反之越差。

扶杨油层沉积时期,受不同物源水系影响,在西部地区发育了浅水湖泊三角洲分流河道、水下分流河道、决口河道等砂体^[4]。由于纵向上表现出河湖交替相沉积,具相变频繁的特点^[5,6],从而导致砂岩分布不稳定。砂层粒度细,多以细砂岩-粉砂岩为主,砂岩粒度为0.05~0.20 mm。骨架颗粒以不稳定的长石、岩屑为主,其中扶余油层长石含量平均为35.1%,岩屑含量平均为38.3%,杨大城子油层长石含量平均为34.6%,岩屑含量平均为39.4%,长石、岩屑砂岩占颗粒总量的75%,反映出三角洲快速堆积的沉积过程。特别是西部沉积体系,控制了古龙凹陷的沉积,由于距物源近,搬运距离短,砂岩明显表现出岩屑含量高,矿物成分成熟度较低,稳定的石英含量相对较少,扶余油层石英含量平均为26.7%,杨大城子油层石英含量平均为26.1%,约占颗粒总量的25%。因此,扶杨油层岩石类型以长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主(图2)。

填隙物以泥质和钙质杂基为主,其中扶余油层泥质含量平均为10.2%,钙岩含量平均为8.4%,杨大城子油层泥质含量平均为9.4%,钙岩含量平均为5.0%,胶结物整体平均含量高达14.5%~18.6%。

2 成岩作用及其阶段划分

成岩作用是决定砂岩输导层能力不可忽视的重要因素,正确认识砂层性质和客观评价其输导能力,除了需要了解砂层的沉积条件、沉积环境对砂层的规模、分布和性质的影响,同时又要掌握砂层经历的成岩作用类型和程度。扶杨油层所经历的成岩作用主要有压实作用、胶结作用、溶蚀溶解作用以及砂岩中粘土矿物成岩演变。

2.1 成岩作用

西部地区扶杨油层主要受北部和西部物源水系碎屑供给,由于主要为河湖交替相沉积,因此砂

层薄、粒度细(多以细-粉砂岩为主),泥质含量高。随着埋藏深度的增加,机械压实和化学胶结作用增强,岩石变得更加致密,孔隙度降低,输导层物性变差。

2.1.1 机械压实作用

机械压实作用贯穿整个埋藏成岩阶段,是使砂岩孔隙度减小的主要原因之一。压实作用使沉积物紧密成岩,随深度增加,碎屑颗粒接触关系由点接触变为线接触,最后发展成为凹凸接触。通过对颗粒间接触关系统计表明,扶杨油层砂岩在1 600 m左右以点接触为主,1 700~2 500 m之间碎屑颗粒以线-凹凸接触为主。伴随着孔隙度逐渐减少的同时,扶杨油层砂岩又表现出石英、长石等刚性颗粒被挤压破碎,早期石英次生加大。压实作用对砂岩孔隙度的影响深度大致在1 900 m左右,当埋深大于1 900 m后,由于晚期石英再生胶结作用,机械压实作用对砂岩孔隙度的改造影响基本终止。

2.1.2 胶结作用

胶结作用包括方解石和石英胶结作用。

1) 方解石胶结作用

方解石胶结物可分为早晚两期。早期方解石的主要特征是方解石呈连生式胶结,碎屑颗粒呈漂浮状分布于方解石胶结物中(图3a),早期方解石在岩石中常成层出现,含量通常较高,一般在20%以上,最高可达50%,为含钙或钙质砂岩。此时砂层孔隙度在5%左右,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,基本失去储集能力。晚期方解石胶结物以孔隙充填为特征,呈不规则状分布在以线状和凹凸接触为主的碎屑颗粒之间,如碎屑石英发育次生加大边则分布在石英次生加大后剩余的孔隙空间(图3b)。无论早期方解石还是晚期方解石往往交代长石、岩块等碎屑颗粒。

据砂岩组成统计结果表明晚期方解石含量一般小于10%,但其对砂岩的胶结作用非常强,对砂岩输导层物性影响较大(图4,图5)。通常趋势是随方解石含量增高,砂岩孔隙度呈逐渐降低趋势,对渗透率的影响更加明显,当方解石含量小于10%时,随着方解石含量越高,砂岩渗透率越低,当方解石含量大于10%时,对砂岩渗透率影响不大,但此时的输导层已基本无渗流能力。

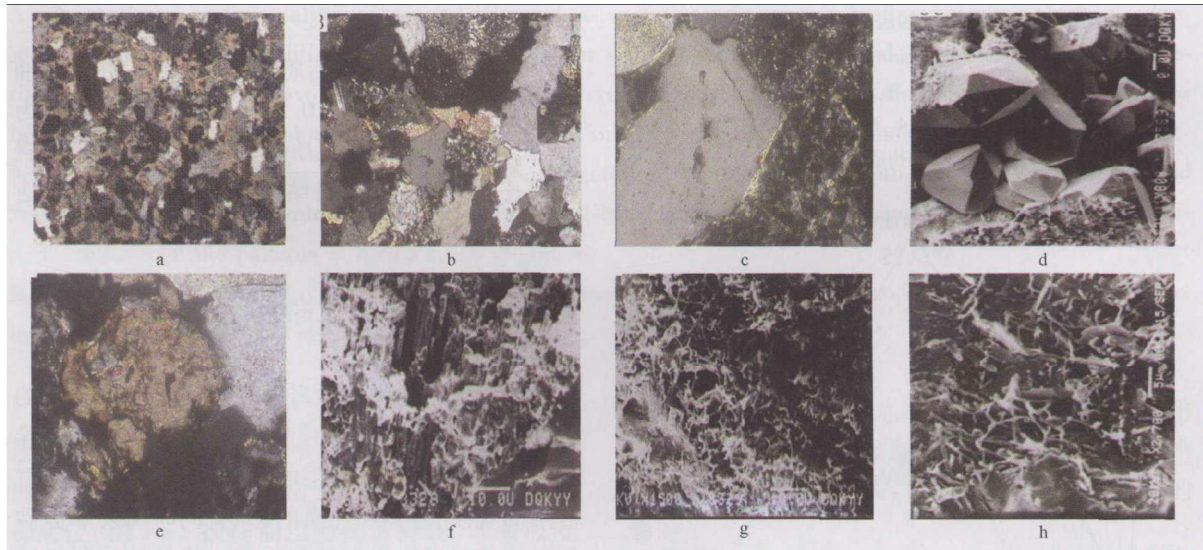


图3 齐家-古龙凹陷及周边地区扶杨油层成岩作用照片

Fig. 3 Photos of the diagenesis of the Fuyang reservoir in the Qijia-Gulong sag

- a. 早期方解石呈连生式胶结(金55井,1 900.38~1 918.00 m,铸体薄片,×50); b. 晚期方解石以孔隙充填为特征(龙291井,2 213.35~2 230.13 m,铸体薄片,×80); c. 石英次生加大使孔隙减小(古59井,2 240.45 m,铸体薄片,×50); d. 自生石英呈六方锥和六方双锥状向孔隙中生长,并充填孔隙(古431井,1 958.50 m,扫描电镜,×800); e. 方解石胶结物部分溶解(古532井,2 222.39~2 240.02 m,铸体薄片,×80); f. 长石颗粒部分溶蚀(英14井,2 375.22 m,扫描电镜,×1 500); g. 伊利石转化并充填孔隙(英14井,2 375.22 m,扫描电镜,×1 500); h. 伊利石转化并充填孔隙(塔21井,2 020.00~2 035.69 m,扫描电镜,×2 700)

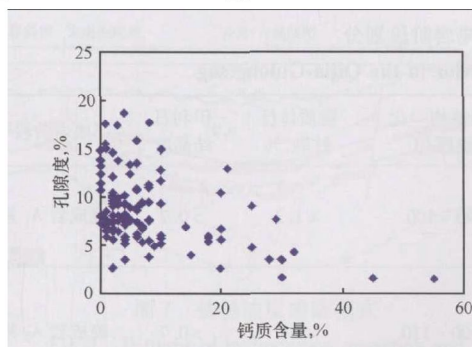


图4 方解石胶结物含量与孔隙度的关系

Fig. 4 Porosity vs. calcite cement content of the Fuyang reservoir

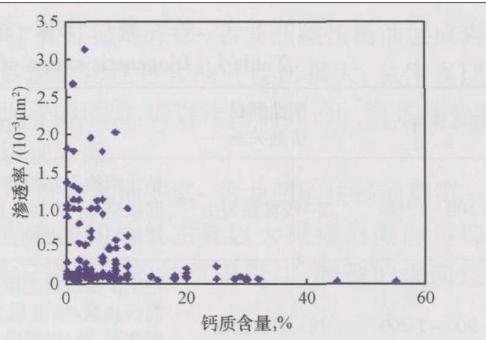


图5 方解石胶结物含量与渗透率的关系

Fig. 5 Permeability vs. calcite cement content of the Fuyang reservoir

2) 石英胶结作用

石英胶结主要以石英次生加大和自生石英生长的形式出现。石英次生加大边的宽度一般为0.018~0.035 mm,加大级别通常可达Ⅲ~Ⅳ级。根据薄片统计,其含量较低,仅为2.8%左右。

石英次生加大也可分为早晚两期。早期石英次生加大形成于线性压实之前,由于该时期碎屑颗粒周围的自由空间较大,因而石英次生加大边可环绕整个碎屑石英表面发育。早期石英次生加大可使原生孔隙度减少,同时可能还对孔隙起到一定保护作用,即它能使砂岩骨架稳定,抗压实能力增强,使得在后来的埋深过程中,抵抗机械压实作用而保存下一部分原生粒间孔隙。晚期石英次生加大形成于机械压实作用之后,由于孔隙空间缩小,因而晚期石英次生加大边的延长有限,形状也不规则(图3c)。自生石英呈六方锥和六方双锥状向孔隙中生长,并充填孔隙(图3d),使砂岩的孔隙度在机械压实和晚期石英次生加大等作用结果后又大大有所降低,一般小于10%。

2.1.3 溶解溶蚀作用

溶解和溶蚀作用是产生溶蚀孔隙,改善砂岩输导层结构的重要作用。通过铸体薄片和扫描电镜观察发现的溶解溶蚀现象包括方解石胶结物的部分溶解(图3e)和长石颗粒的部分溶蚀等(图3f),溶解溶蚀作用能使得由于压实作用和胶结作用后变差的孔隙状况得到改善,因此是砂岩输导层中非常重要的一种成岩作用。

2.1.4 粘土矿物成岩演变

通过X-射线衍射和扫描电镜分析,扶杨油

层粘土矿物主要为伊利石,扶余油层平均含量为60%,杨大城子油层平均含量为64%,一般随着埋藏深度的增加,贴附状和杂乱充填状的他生伊利石向发丝状自生伊利石转化(图3g,h),转化后的伊利石充填孔隙,使砂岩孔隙度变得更小,物性更差。其次是绿泥石和蒙皂石/伊利石混层,高岭石和蒙皂石/绿泥石含量少,蒙皂石则极为少见,说明蒙皂石已经转变成伊利石或混层粘土矿物。

2.2 成岩作用阶段划分

根据《碎屑岩成岩阶段划分规范》^[7],扶杨油层的成岩作用可以划分为晚成岩阶段A₁期,晚成岩阶段A₂期和晚成岩阶段B期(表1),其主要特征如下。

埋深在1500~1900 m时,碎屑颗粒以点-线接触为主,镜质体反射率小于1.3%,伊利石结晶度大于0.7,自生矿物均一化温度为90~100℃。粘土矿物以贴附伊利石、高岭石和蒙皂石/伊利石混层为特征,蒙皂石偶尔出现,成岩阶段为晚成岩A₁期。

埋深在1900~2200 m时,碎屑颗粒以线-凹凸接触为主,镜质体反射率大于1.1%,伊利石结晶度小于0.7,自生矿物均一化温度为100~110℃。粘土矿物以自生伊利石、自生绿泥石和蒙皂石/绿泥石混层为特征,贴附伊利石、蒙皂石/伊利石混层、高岭石稳定存在,蒙皂石开始消失,成岩阶段为晚成岩A₂期。

埋深在2200~2600 m时,碎屑颗粒以线-凹凸接触为主,镜质体反射率大于1.1%,伊利石

表1 齐家-古龙凹陷扶杨油层成岩阶段划分

Table 1 Diagenetic stages of the Fuyang reservoir in the Qijia-Gulong sag

现今埋深/m	刚性颗粒接触关系	自生矿物组合	峰值均一化温度/℃	镜质体反射率, %	伊利石结晶度	成岩阶段
1 500 ~ 1 900	点-线接触为主	粘土矿物以贴附伊利石、高岭石和蒙皂石/伊利石混层为特征, 蒙皂石偶尔出现	90 ~ 100	< 1.3	> 0.7	晚成岩 A ₁ 期
1 900 ~ 2 200	线-凹凸接触	粘土矿物以自生伊利石、自生绿泥石和蒙/绿混层为特征, 贴附伊利石、蒙/伊混层、高岭石稳定存在, 蒙皂石开始消失	100 ~ 110	> 1.3	> 0.7	晚成岩 A ₂ 期
2 200 ~ 2 600	线-凹凸接触	粘土矿物以贴附伊利石、高岭石、混层粘土矿物和自生粘土矿物共同存在为特征, 蒙皂石消失	110 ~ 120	> 1.3	< 0.7	晚成岩 B 期

大量排结晶度小于 0.7, 自生矿物均一化温度为 110 ~ 120℃。粘土矿物以贴附伊利石、高岭石、混层粘土矿物和自生粘土矿物共同存在为特征, 蒙皂石消失, 成岩阶段为晚成岩 B 期。

3 成岩演化与油气运移

控制油气成藏的最主要因素之一是输导油气的能力, 而输导层物性的好坏除受沉积条件的控制外, 成岩作用是至关重要的因素, 由于扶杨油层已处于晚成岩阶段, 后期成岩演化对砂岩输导层的物性和含油气性影响非常大。

3.1 成岩演化与砂岩输导层物性和含油气性的关系

经过大量样品的显微镜、电镜观察, 孔渗、含油产状数据统计, 反映出扶杨油层成岩演化随埋深的不同对其孔隙度、渗透率及含油性具有明显的控制作用, 表现出的一般规律为: 当埋深在 1 600 ~ 1 800 m, 碎屑颗粒呈点-线接触, 早期石英次生加大, 孔隙中几乎无生长的自生石英, 主要粘土矿物为它生伊利石呈贴附状分布, 孔隙度一般为 11% ~ 16%, 渗透率一般为 $0.7 \times 10^{-3} \sim 5.0 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 砂层多为富含油、含油产状; 当埋深在 1 700 ~ 1 850 m, 碎屑颗粒呈点-线接触, 早期石英次生加大, 孔隙中自生石英和自生伊利石开始生长, 充填孔隙, 这时孔隙度一般为 10% ~ 15%, 渗透率为 $0.3 \times 10^{-3} \sim 1.5 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 砂层主要为油侵产状; 当埋深在 1 800 ~ 2 050 m, 压实作用较强, 碎屑颗粒呈线接触, 晚期石英次生加

大, 自生伊利石长成完整的桥, 自生石英填充大部分孔隙, 此时孔隙以缩小粒间孔为主, 孔隙度一般为 8% ~ 11%, 渗透率一般为 $0.2 \times 10^{-3} \sim 0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 砂层主要为油斑产状; 当埋深在 2 000 m 以下, 颗粒呈线-凹凸状接触, 石英晚期次生加大, 自生石英更加充满孔隙, 伊利石呈发丝状, 孔隙度一般为 8% ~ 10%, 渗透率一般为 $0.1 \times 10^{-3} \sim 0.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 到 2 400 m 以下, 发丝状伊利石几乎充满了整个孔隙, 这时的孔隙度一般小于 8%, 渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 砂层产状基本以油迹为主。

3.2 成岩演化与油气运移方式的关系

经研究认为, 扶杨油层的油源来自上覆青一段地层, 并经历了 3 期油气充注^[1,2,5,6,8~11]。齐家-古龙凹陷青山口组一段生油岩在嫩江组沉积时期进入生油门限(图 6), 到嫩江组沉积末期开始

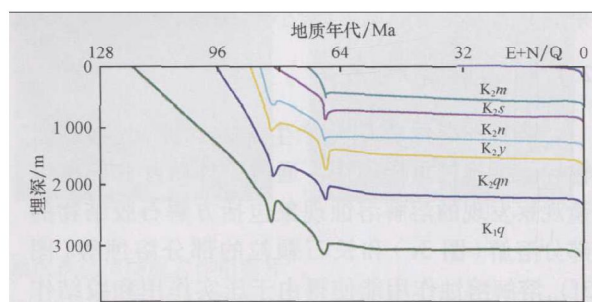


图6 古95井单井埋藏史

Fig. 6 Burial history of Well Gu-95 in the Qijia-Gulong sag

K_{2m} 明水组; K_{2s} 四方台组; K_{2n} 嫩江组;
K_{2y} 姚家组; K_{2qn} 青山口组; K_{1q} 泉头组

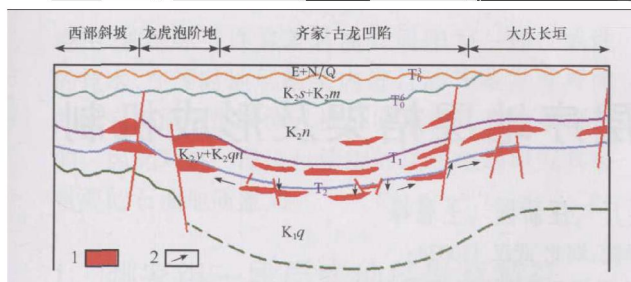


图7 扶杨油层成藏模式

Fig. 7 Patterns of hydrocarbon migration and accumulation in the Fuyang reservoir
1. 油层; 2. 油气运移方向

大量排烃;此时扶杨油层埋藏深度主要在1 600 ~ 1 900 m左右,孔渗性较好,油气沿 T_2 断裂和裂缝向下排到扶余的油气便沿着扶杨油层中上部的较大孔喉通道向凹陷两侧构造高部位开始侧向运移;到明水组沉积末期,扶杨油层埋藏深度主要在1 800 ~ 2 200 m左右,伴随着大庆长垣构造的形成,油气再次充注扶杨油层,油气亦以大规模侧向运移为主(图7)。

由于嫩江组和明水组沉积末期,齐家-古龙凹陷扶杨油层埋藏深度大都小于2 200 m,输导性能较好,这两期充注的油气在扶杨砂层中以侧向运移为主,向凹陷周边的构造大规模聚集,形成构造油气藏。

到古近系依安组沉积末期, T_2 断裂由构造运动诱导而再度开启,油气沿着断裂第三次向下注入扶杨油层,齐家-古龙凹陷扶杨砂层埋藏大于2 200 m,扶杨砂层对油气的输导性能变差,油气只能进行小规模的侧向运移,基本在原地聚集,形成岩性油气藏^[12,13]。

4 结论

1) 松辽盆地齐家-古龙凹陷扶杨油层成岩作用已处于晚成岩A期和晚成岩B期。

2) 松辽盆地齐家-古龙凹陷扶杨油层成岩演化对砂层的物性和含油气性影很大,总体表现出随着埋深的增加,成岩作用加强,孔、渗条件变差,含油级别降低。

3) 松辽盆地齐家-古龙凹陷扶杨油层第一和第二期充注的油气主要以大规模的侧向运移为主,第三期充注的油气以沿 T_2 断裂的垂向运移为主。

参 考 文 献

- 1 高瑞祺,蔡希源. 松辽盆地油气田形成条件与分布规律[M]. 北京:石油工业出版社,1997. 62 ~ 218
- 2 萧德铭,刘金发,侯启军,等. 向斜区岩性油藏成藏条件与分布规律[A]. 见:苏树林,萧德铭,王荣华,等编. 大庆油田发现40年论文集[C]. 北京:石油工业出版社,1999. 27 ~ 56
- 3 刘建清,赖兴运. 成岩作用的研究现状及展望[J]. 石油实验地质,2006,28(1):65 ~ 72
- 4 邓宏文,吴海波,王宁,等. 河流相层序地层划分方法[J]. 石油与天然气地质,2007,28(5):621 ~ 627
- 5 张革,林景晔,杨庆杰,等. 松辽盆地西部扶杨油层成藏条件和勘探潜力[J]. 大庆石油地质与开发,2002,21(5):5 ~ 7
- 6 侯启军,冯子辉,邹玉良. 松辽盆地齐家-古龙凹陷油气成藏期次研究[J]. 石油实验地质,2005,27(4):390 ~ 393
- 7 SY/T5477-2003,碎屑岩成岩阶段划分[S]
- 8 陈瑞银,罗晓容,吴亚生. 利用成岩序列建立油气输导格架[J]. 石油学报,2007,28(6):43 ~ 46
- 9 雷茂盛,蔡利学,王晓达. 松辽盆地敦古拉断裂对油气运移的控制作用[J]. 勘探家,1999,4(3):24 ~ 26
- 10 李振广,冯子辉,宋桂侠,等. 松辽盆地原油芳烃分布、组成特征与原油类型划分[J]. 石油与天然气地质,2005,26(4):494 ~ 500
- 11 侯启军,蒙启安,张革. 松辽盆地齐家-古龙地区扶杨油层流体包裹体特征[J]. 石油勘探与开发,2004,31(4):48 ~ 51
- 12 周兴熙. 成藏要素的时空结构与油气富集[J]. 石油与天然气地质,2005,26(6):711 ~ 716
- 13 李明诚,单秀琴,马成华,等. 砂岩透镜体成藏的动力学机制[J]. 石油与天然气地质,2007,28(2):209 ~ 215

(编辑 董立)