

饶阳凹陷下第三系碎屑岩储集条件分析

徐志强 熊 明

(华北油田勘探开发研究院, 任丘 062552)

提 要 本文根据饶阳凹陷孔隙演化、砂岩粘土矿物演化并结合生油岩演化特征将下第三系砂岩成岩作用划分为三个时期、五个阶段。根据下第三系已钻遇油藏与有机质纵向演化特征, 结合压力、砂岩压实、岩芯物性数据对砂岩储层条件进行分析。纵向上确定出各类储层分布规律并对深部储集条件进行预测。

关键词 储层 成岩作用 烃类聚集

第一作者简介 徐志强 男 39 岁 高级工程师 石油地质

1 概 况

饶阳凹陷位于冀中拗陷中部^[1], 是一个东断西坡的继承性下沉的箕状凹陷。凹陷面积约 6300 km²。下第三系最大沉积厚度达 5 km, 现今埋藏最大深度达 7 km。具多种类型的陆相沉积砂体。由于砂体沉积时受古岩溶地貌物源区的影响, 在下第三系碎屑岩储层内部广泛分布有碳酸盐岩骨架颗粒和含量不均的早期碳酸盐胶结物。加之下第三系地层沉积厚度大、埋藏深, 所以碎屑岩储层孔隙纵向演化特征及其对油气分布的影响^[2]一直是石油勘探工作者所关注的问题。

2 碎屑岩储集空间类型

饶阳凹陷下第三系碎屑岩以岩屑砂岩和长石砂岩为主。胶结物以原生碳酸盐($\delta^{13}\text{C}\text{‰} = -2.53$)为主(下第三系生物灰岩 $\delta^{13}\text{C}\text{‰} = -2.85$)。储集空间类型除了次生溶蚀孔隙外还有浅层受溶蚀改造弱的原生孔隙和深层残余孔隙。

2.1 次生溶蚀孔隙

次生溶蚀孔隙是饶阳凹陷下第三系砂岩储层的主要有效储集空间类型。由于溶蚀程度的差异以及溶蚀过程中选择性的溶解作用。砂岩储层具有较明显的非均质性, 例如当孔隙度为 15%—25%时, 渗透率的变化范围从 1 到 $1000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (图 1)。这种非均质性在岩石结构方面表现为: (1) 强烈的长石质颗粒和碳酸盐胶结物的溶解形成颗粒间较大型的溶蚀孔隙。(2) 由于长石质颗粒的溶解蚀变产生粒间簇状分布的自生高岭石晶体之间的晶间孔隙。(3) 中等程度的溶蚀作用形成的粒内铸模孔和岩屑内部的粒内微孔隙。(4) 较弱的溶解作用形成碳酸盐胶结的砂岩内部连通性差, 孤立状的粒间胶结物内溶孔。

2.2 浅层原生孔隙

这类孔隙在成岩过程中由于压实和胶结作用的影响而逐渐衰亡。饶阳凹陷下第三系生油岩和储集层都处于同一层段内,受有机质演化过程中产生的酸性溶液的影响,下第三系浅层砂岩储层内的原生孔隙也有一定程度溶解。利用凹陷内下第三系砂岩声波时差值的变化可以推测原生孔隙发育段。砂岩声波时差值反映出随地层埋深,上覆地层产生的压力增加的同时,岩石密度增加,砂岩声波时差值降低的趋势。但从2500 m开始,砂岩声波时差值基本不变。随着地层埋藏深度增加,仅在一定范围内变化(图2)。由此可以认为该深度以上地层内,沉积物内的原生孔隙因上覆地层厚度的增加孔隙衰减。直至2500 m处岩石孔隙度不再受上覆地层的影响,而只有靠溶蚀作用才能产生有效孔隙。因此在该深度以上的地层内主要为原生孔隙发育范围,兼有溶蚀孔隙。

下第三系粘土矿物连续变化序列反映出,在埋深小于2000 m的砂岩内粘土矿物组合以含蒙皂石无伊/蒙混层矿物为特征。而在埋深大于2000 m的砂岩内粘土矿物以无蒙皂石,而有大量自生粘土如高岭石、伊/蒙混层、绿泥石和伊利石为特征。自生高岭石的产出与长石质矿物溶解形成次生溶蚀孔隙有成因关系。因此可以将溶蚀作用强烈发生之前的范围(小于2000 m)划为以原生孔隙为主体的储层段。

砂岩内主要的溶剂是有机质演化过程中产生的富含 CO_2 的酸性溶液^[3]。饶阳凹陷下第三系生油岩有机质在2000 m以上地层内处于未成熟状态,不可能有大量含 CO_2 碳酸盐溶液对岩石作用。因此也可以将饶阳凹陷下第三系砂岩埋深小于2000 m的范围划分为原生孔隙发育段。

2.3 深部残余孔隙

埋藏早期当岩石压实效应还没有使岩石内的骨架颗粒构成最紧密堆积方式时,饶阳凹陷内部下第三系砂岩骨架颗粒间开始发生石英次生加大晶体胶结作用(2500 m)。这种作用在阻塞孔隙喉道的同时,形成骨架支撑效应而使得部分孔隙被保存。例如,饶阳凹陷下第三系砂岩储层内(Es_3 , Es_1)发育有含鲕粒砂岩。鲕粒成分以碳酸盐为主。当地层压实效应使得长英质岩屑颗粒发生变形的同时,由于石英加大晶体的支撑使得鲕粒未受压仍保持完整圆形,同时也使得部分原生孔隙得以保存。而且在深层仍然还保存供晚期含铁碳酸盐和石英次生晶体生长的空间。并形成深层特有的自生矿物晶间孔隙。

由于早期石英次生加大晶体阻塞喉道,造成孔隙内流体排出困难。同时由于蒙皂石通过伊/蒙混层向伊利石转变的过程中大量脱出结构层间水。蒙皂石 \rightarrow 伊/蒙混层 \rightarrow 伊利石 $+n\text{H}_2\text{O}$,当结构层间水转变为孔隙内自由水后,体积增大。这两种作用都使孔隙内产生较高

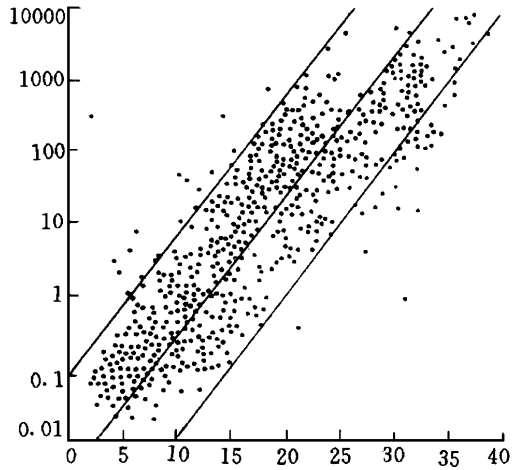


图1 饶阳凹陷下第三系砂岩孔隙度(%)
—渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$)关系图

Fig. 1 Relationship of Eocene Sandstone Porosity(%)
—permeability ($10^{-3}\mu\text{m}^2$) in Raoyan Sag

的压力异常并构成有利于原生孔隙保存的条件。饶阳凹陷下第三系砂岩在埋深大于 2500 m 时, 出现对孔隙保存有利的高压异常现象(图 3)。

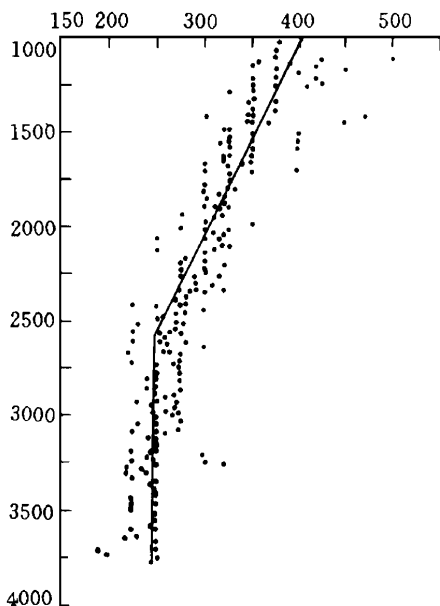


图 2 饶阳凹陷下第三系砂岩
声波时差($\mu\text{s}/\text{m}$)—埋深(m)的关系图

Fig. 2 Relationship of Sandstone Sonic Transit Time—Burial Depth of Eocene in Raoyan Sag

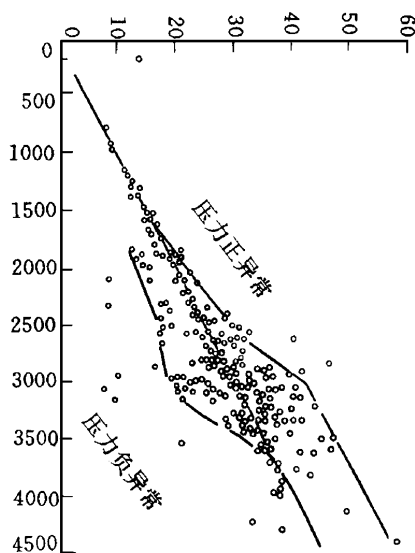


图 3 饶阳凹陷下第三系油层
压力(MPa)—埋深(m)关系图

Fig. 3 Relationship of Eocene Production Zone Pressure(Mpa)—Burial Depth in Raoyan Sag

2.4 成岩阶段的划分

根据饶阳凹陷下第三系孔隙特征, 结合其它资料将下第三系砂岩演化划分为早、中、晚三个时期⁽⁴⁾。相应地在三个成岩期内从早到晚依次将孔隙划分为五个阶段:

成岩作用早期-原生孔隙发育段, 埋深 <2000 m, 有机质演化处于未成熟阶段。砂岩压实效应弱。长石类矿物处于稳定状态。自生高岭石含量低, 砂岩内粘土矿物以富含蒙脱石为特征。

成岩作用早期-原生+次生孔隙段, 2000—2800 m, 有机质处于未成熟、低成熟阶段, 有少量酸性溶液活动, 伊/蒙混层和自生高岭石矿物开始出现, 标志着溶解作用开始发生。

成岩作用中期-次生溶蚀孔隙段, 2800—4000 m, 有机质演化处于成熟, 临近生烃高峰期, 是酸性溶液最活跃阶段。自生高岭石矿物大量产出, 伊/蒙混层矿物大量的向伊利石转变排出结构层间水促进溶液活动。并开始有自生含铁碳酸盐矿物产出。

成岩作用中期-弱次生溶蚀孔隙发育段, 4000—4500 m, 有机质演化由成熟进入生烃高峰。仍有一定量的酸性溶液活动。但由于含铁自生碳酸盐矿物大量析出, 砂岩内伊/蒙混层消失, 流体活动变弱, 仅有少量溶蚀孔隙。

成岩作用晚期-孔隙衰减段, (>4500 m), 有机质演化由生烃高峰开始向湿气阶段转

变,酸性溶液不活跃。含铁碳酸盐矿物的大量沉淀,充填剩余孔隙。进一步由于甲烷气的裂解作用,开始有轻碳同位素(^{12}C)产出形成 CaCO_3 沉淀。因此在该阶段以下地层内砂岩储集空间只能以裂缝为主。

3 物性条件与油气

3.1 已钻遇下第三系油气藏与油气源

目前已发现的下第三系油气藏产油量和具有工业油气流的油藏数量没有反映出明显的随地层的埋深降低的趋势。而且这些油气藏主要分布在下第三系生油岩生烃高峰阶段的上部。这说明目前已发现的下第三系油气藏内的原油是(1)通过垂向运移在下第三系聚集的成熟原油和(2)通过侧向运移在下第三系圈闭内聚集的低成熟原油。这些油气藏的埋深分布范围小于 3800 m。那么在饶阳凹陷内部埋深介于 3800—5300 m 生油高峰范围内是否还有油气聚集的条件呢?

3.2 孔隙条件

利用孔渗关系将饶阳凹陷下第三系碎屑岩储层划分为 7 种类型的渗透与 2 种类型的非渗透型储集岩(表 1)。

饶阳凹陷下第三系砂岩储层物性纵向上具有很强的非均质性,但是在埋深大于 1800 m 以后物性变化的总体(最大孔隙度和渗透率值)仍反映随埋藏深度的增加物性变差的趋势。例如埋深从 1800 m 到 3800 m,孔隙度(图 4)最大值 30% 到 15%;渗透率(图 5)最大值从 2000 到 $100 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。如果将中孔—中渗型储层作为划分优质储层的界限,饶阳凹陷下第三系优质储层主要分布在小于 3200 m 埋深范围内(表 2)。目前本地区现有岩芯的物性数据主要集中在埋深小于 3800 m 地层中,埋深大于 3800 m 地层中砂岩储集条件如何呢?

(1) 利用岩石密度变化推算平均孔隙度与埋深的关系。饶阳凹陷下第三系储集岩平均孔隙度(Pa)与深度(D)的关系为:

$$Pa = -0.00696D + 36.12$$

当平均孔隙度为 5% 时(有效储层下限),地层埋深为 4461 m。

(2) 利用物性变化趋势推测

运用孔渗数据变化趋势推测深部储层的物性条件。平均孔隙度(中值)在 4600 m 附近达到 5%(图 4),与密度推算的基本吻合。考虑到储层的非均质程度,最大孔隙度变化趋势特征在 4500 m 附近,仍有最大孔隙度 $>10\%$ 的储集空间。渗透率值也反映出深部有可储条件(图 5)。当埋深在 4500 m 左右时平均渗透率值为 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,最大渗透率值约 $20 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

表 1 饶阳凹陷下第三系碎屑岩储层类型

Table 1 Classification of Eocene Clastic Reservoir, Raoyang

类 型	孔隙度(%)	渗透率(μm^2)
非渗透性	$<5\%$	$<0.2 \times 10^{-3}$
低孔非渗	5—15	$<0.2 \times 10^{-3}$
低孔低渗	5—15	$0.2-20 \times 10^{-3}$
中孔低渗	15—20	$0.2-20 \times 10^{-3}$
中孔中渗	15—20	$20-200 \times 10^{-3}$
高孔中渗	20—25	$20-200 \times 10^{-3}$
高孔高渗	20—25	$200-1000 \times 10^{-3}$
特高孔高渗	>25	$200-1000 \times 10^{-3}$
特高孔特高渗	>25	$>1000 \times 10^{-3}$

表 2 饶阳凹陷下第三系储层纵向分布

Table 2 Vertical Distribution of Eogene Clastic Reservoir, Roayan

埋深(m)	主要储集类型	主要孔隙类型	最大孔隙度(%)	最大渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$)
<2000	特高孔特高渗→低孔低渗	原生	≤ 38	≤ 8000
2000—2800	特高孔高渗→低孔低渗	原生+次生	≤ 28	≤ 2000
2800—3200	高孔高渗→低孔低渗	次生	≤ 25	$\leq 500/1000$
3200—3500	中孔、中渗→低孔低渗	次生	≤ 20	≤ 100
>3500	中孔、中渗→低孔低渗	次生	≤ 15	≤ 50

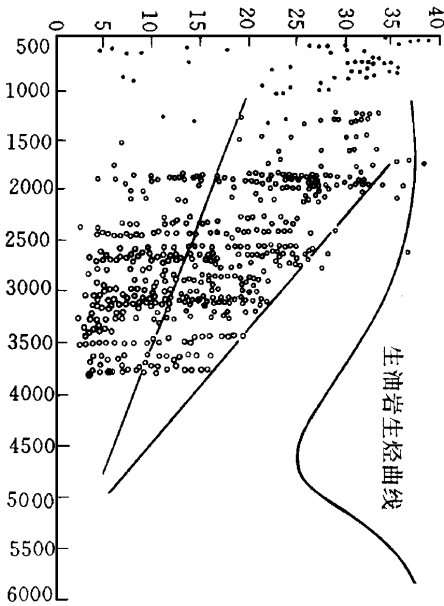


图 4 饶阳凹陷下第三系砂岩孔隙度(%)—埋深(m)关系图

Fig. 4 Relationship of Eogene Sandstone Porosity—Burial Depth in Roayan Sag. Relationship of

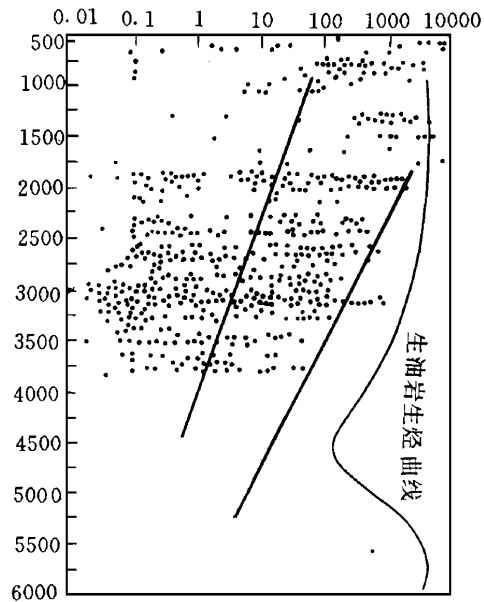
图 5 饶阳凹陷下第三系砂岩渗透率($10^{-3}\mu\text{m}^2$)—埋深(m)关系图

Fig. 5 Relationship of Eogene Sandstone Permeability ($10^{-3}\mu\text{m}^2$)—Burial Depth(m) in Raoyan Sag

通过这两种方法推测, 饶阳凹陷下第三系碎屑岩在埋深介于 3800—4500 m 范围内仍有低孔低渗和低孔中渗型储层。

3.3 压力与流体条件

饶阳凹陷下第三系砂岩储集层内部地层压力反映出: 浅层(<1800 m)正常的静水压力。中、浅层(1800—3000 m)压力负异常和正常静水压力共存。中、深层(>3000 m)压力正异常与正常静水压力共存(图 3)。

当地层埋深大于 1800 m 时, 砂岩储集层接受上覆地层压力影响排出地层水的同时蒙皂石矿物消失开始转变为伊/蒙混层矿物, 排出矿物晶体结构层间水。地层水与矿物结构层

间水同时排出,造成砂岩地层大量快速排水-卸压,形成压力降。从而在饶阳凹陷下第三系砂岩地层内从 1800 m 开始形成压力负异常。从 2500 m 开始,由于石英次生加大晶体的产出,阻塞喉道造成流体排出不畅,加上粘土矿物结构层间水脱离晶体结构束缚形成自由水,体积增大,从而造成压力升高,产生压力正异常。因此在下第三系砂岩地层内影响地层压力变化的主要因素之一是砂岩内蒙皂石通过伊/蒙混层向伊利石转变过程中产生的结构层间水。

本区泥岩地层内粘土矿物的演化序列与砂岩存在差异。如果将伊/蒙混层矿物内部蒙皂石结构层的含量变化作为脱水的标志。在 3800 m 处砂岩地层内伊/蒙混层矿物已基本消失,但是泥岩层内的蒙皂石层仍保持 12% 的含量。因此在深部砂岩内伊/蒙混层脱水停止而在泥岩(生油岩)内仍有一定数量的伊/蒙混层矿物在向伊利石转变脱去结构层间水构成砂岩和泥岩地层间的势能差。从而使得在深部地层内来自生油高峰的油气有进入砂岩地层的可能性。在饶阳凹陷下第三系生油岩产烃高峰期(4500 m)与泥岩地层水排水期(3300 m)空间(深度)配置不一致。地层水排水期早于生油高峰期。但是生油高峰期与泥岩地层中伊/蒙混层向伊利石转变期一致,因此在饶阳凹陷内泥岩伊/蒙混层矿物向伊利石转变过程中,所脱出的结构层间水的汇水区是生油高峰期产出的油气的主要聚集区。断层、不整合面无疑是油气运移的主要通道,但是由于泥岩与砂岩内粘土矿物演化序列的差异,特别是伊/蒙混层矿物向伊利石转化的差异,从而使得在饶阳凹陷下第三系深部地层中存在由于物性、岩性差异而形成的非构造油气藏的可能。因此就有机质热演化、砂岩储集条件、压力和流体条件而言,饶阳凹陷下第三系深层是本区油气勘探的新领域之一。

收修改稿日期:1995年7月2日

参 考 文 献

- [1] 赵政璋等,冀中坳陷第三系隐蔽油藏形成条件与分布规律,古潜山,1992,12—22。
- [2] R. E. Chapman, *Petroleum Geology*, Elsevier Publishing Co. New York, 1983, 41—66.
- [3] Surdam, R. C. Crossey, L. J. Hagen, E. S., Organic-inorganic interaction and sandstone diagenesis *A. A. P. G. Bulletin* 1989, 73-1, 1—23.
- [4] M. E. Tucker, *Sedimentary petrology an introduction*, Blackwell publication, Oxford, 1981, 77—95.

Eogene Sandstone Reservoir Condition Analysis, Raoyang Sag, Jizhong Depression

Xu Zhiqiang and Xiong Ming

(Petroleum Exploration and Development Research Institute

North China Petroleum Administration bureau, Renqiu, Hebei 062552)

Abstract

Raoyang Sag is located in central part of Jizhong Depression, Bohaiwan basin. Since the discovery of "buried hill" carbonate hydrocarbon reservoir in 1975, overall regional petroleum exploration activities have been carried out. Eogene sandstone reservoirs followed the Pre-Mesozoic carbonates have become the new petroleum exploration targets.

This paper has discussed the origin, type, vertical distribution of sandstone reservoir porosity in Eogene in Raoyang Sag. The evolution and vertical distribution of sandstone porosity have been classified into 5 phase through mechanical and chemical diagenesis study: 1) Shallow buried (<2000 m) primary porosity phase, 2) Mixed primary and dissolved secondary porosity phase (2000—2800 m), 3) Pure dissolved secondary porosity phase (2800—4000 m), 4) Inter crystal residual and dissolved secondary porosity phase (4000—4599 m), and 5) Micro-fissure storage phase (>4500 m). Meanwhile the authors have quantitatively described and predicted the reservoir storage capacity in different porosity evolution stages.

Now the discovered hydrocarbon accumulations in Eogene in Raoyang sag are concentrated between 2000—3500 m interval. This study has discussed the existence possibilities of deep buried sandstone hydrocarbon reservoirs: 1) Sufficient and abundant hydrocarbon sources. Depth of the maximum hydrocarbon expulsion of Eogene petroleum source rocks in Raoyan ranges from 3800 m to 5300 m, 2) Deep buried sandstone reservoirs show the tendency of abnormal pressure, which is favorable for the preservation of various origin porosity, 3) Core laboratory analysis data indicate that in deep burial domain, the sandstone reservoirs still possess the storage capability of porosity value 5%—15% and permeability value $<0.01-50 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$. 4) In deep burial domain (>3800 m) the content of illite and montmorillonite mixed-layer clay mineral in sandstone bodies has been extinct, but the shale in same burial domain still possesses illite and montmorillonite mixed-layer that has 12% montmorillonite layer, which may bring about the forming of subtle entrapment.

Key Words: Reservoir Diagenesis Hydrocarbon accumulation