

东濮凹陷马厂地区渐新统沙河街组沙三(3)亚段的成岩作用与油气关系

寿建峰 袁政文

(中原油田)

马厂地区渐新统沙河街组沙三(3)亚段为大型推进式三角洲沉积。在埋藏成岩过程中经历了以组份溶蚀作用和溶蚀-沉淀作用为主的成岩变化。一次溶蚀作用产生于生油高峰期前,形成的溶孔是油气聚集的有效储集空间;二次溶蚀作用发生于生油高峰期后,热裂解气形成之前,对深部和超深部天然气的聚集具有重要意义。

关键词 成岩作用 孔隙演化 沙河街组 东濮凹陷

马厂地区位于东濮断陷湖盆中央隆起带的西南部,面积约80 km²。迄今已在渐新统沙河街组获得工业油流。马厂构造为受东西两条正断层控制形成的半背斜构造。西为马西洼陷,北东和东侧邻近葛岗集南洼陷。控制该区沙三(3)亚段沉积的主要断层有兰聊断层、马东断层和马厂断层。这些断层形成了由西向东分别为断棱、断斜坡和断槽的翘倾断块体。油气主要分布于马厂垒堑相间断块构造的中部位(即断斜坡)。下第三系渐新统从下至上为沙河街组和东营组。在构造的高部位,因渐新世末期的抬升活动缺失沙二段至东营组。沙三(3)亚段埋深2800—3500 m,厚度200—350 m。

东濮凹陷下第三系在埋藏成岩过程中曾发生过二次溶蚀作用,纵向上形成了多个溶蚀孔隙发育带,为东濮凹陷寻找次生孔隙型油气藏和深部储气孔隙带提供了依据。

一、砂岩储层的沉积特征

马厂地区沙三(3)亚段为滨、浅湖中的大型推进式三角洲沉积体系。三角洲前缘席状砂体和沿岸砂坝发育,沉积相带分布如图1所示。砂岩的结构成熟度和成分成熟度均较高。杂基含量一般在5—10%之间,大于15%者仅占5%。分选较好,平均分选系数1.4。次圆到次棱角者居多,似斑状结构和漂浮结构很少出现。主要岩石类型为岩屑质长石砂岩;石英62.2%、长石26.8%、岩屑11%。主要岩屑有千枚岩、喷出岩、硅质岩和砂、泥岩。母岩为南侧兰考凸起和西侧内黄隆起上的中生代碎屑岩、火山岩和浅变质岩。砂岩中的粘土矿物以高岭石和绿泥石含量较高为特征。绿泥石随深度加大而增多。高岭石在纵向上的分布出现异常偏高现象;在3500 m左右,含量可占粘土总量的60—43%;3500—3800 m之间,仍维持25%以上。

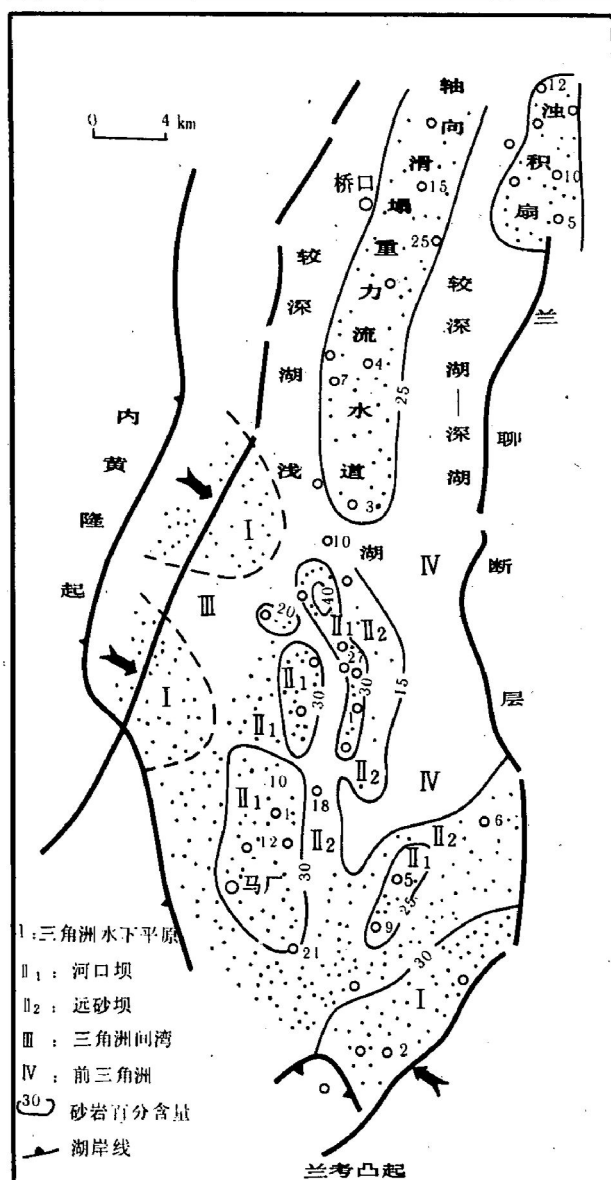


图1 黄河南沙三(3)亚段沉积相模式图

量4.8%。砂岩孔隙度减为26.3%。

3. 沙二段—沙一段时期 沙三(3)亚段埋深从1200 m至2000 m。在此期间,该区构造高部位出露地表,成为地层压挤水和来自西部内黄隆起渗入的大气水的泄水处。沙三(3)亚段顶界埋深600 m至1250 m。因此在长达20 Ma的地质时期中,大气水的淋滤溶蚀作用可形成一定量的溶孔。图2两孔隙度演变曲线之间的偏离量0.5—1.0%,可能代表了该时期大气水的溶蚀量。大约埋深1600—2000 m,砂岩孔隙内沉淀了2.4%的方解石和含铁方解石胶结物(根据该区含油砂岩与含水砂岩内的碳酸盐含量差,估计油气聚集前碳酸盐沉淀量占总碳酸盐沉淀量的33%);机械压实量4.8%。砂岩孔隙度演变为19.2%。

4. 沙一段—馆陶组中期 沙三(3)亚段埋深从2000 m至2500 m。主要为晚期二氧化硅的胶结作用,胶结量约0.5%。压实量3.0%。砂岩孔隙度减至15.7%。

5. 馆陶组中期—末期 沙三(3)亚段埋深从2500 m至3200 m。砂层内发生酸性流体对砂岩的溶蚀作用,溶蚀量约5%。压实量3.5%。砂岩孔隙度可增至17.2%。

上述沉积特征对砂岩在埋藏过程中的成岩变化有较明显的控制作用。

二、成岩演化史

该区沙三(3)亚段砂岩中的主要胶结物为含铁方解石、含铁白云石、方解石、白云石和二氧化硅。其它胶结物的含量较少,分布局限,对砂岩储层的性质影响不大。该区砂岩在埋藏成岩过程中机械压实作用的孔隙减小率为每百米0.60%。根据比尔德等人的实验数据,砂岩的原始孔隙度变化范围为30—40%。鉴于该区砂岩的分选好至较好,粒度偏细的特点,原始孔隙度取值为35%。按上述方法计算的砂岩孔隙度的演变,在未发生溶蚀的层段与目前砂岩孔隙度的分布有较好的一致性(图2)。

沙三(3)亚段砂岩的成岩演化史为(图2):

1. 沙三(3)—沙三(2)亚段时期

沙三(3)亚段埋深小于400 m。生物或生物化学作用与机械压实作用为主要成岩作用。机械压实作用使砂岩失去约2.4%的孔隙度。由35%减至32.6%。

2. 沙三(2)亚段—沙二段时期

沙三(3)亚段埋深从400 m至1200 m。主要为二氧化硅胶结作用,含量约1.5%。机械压实

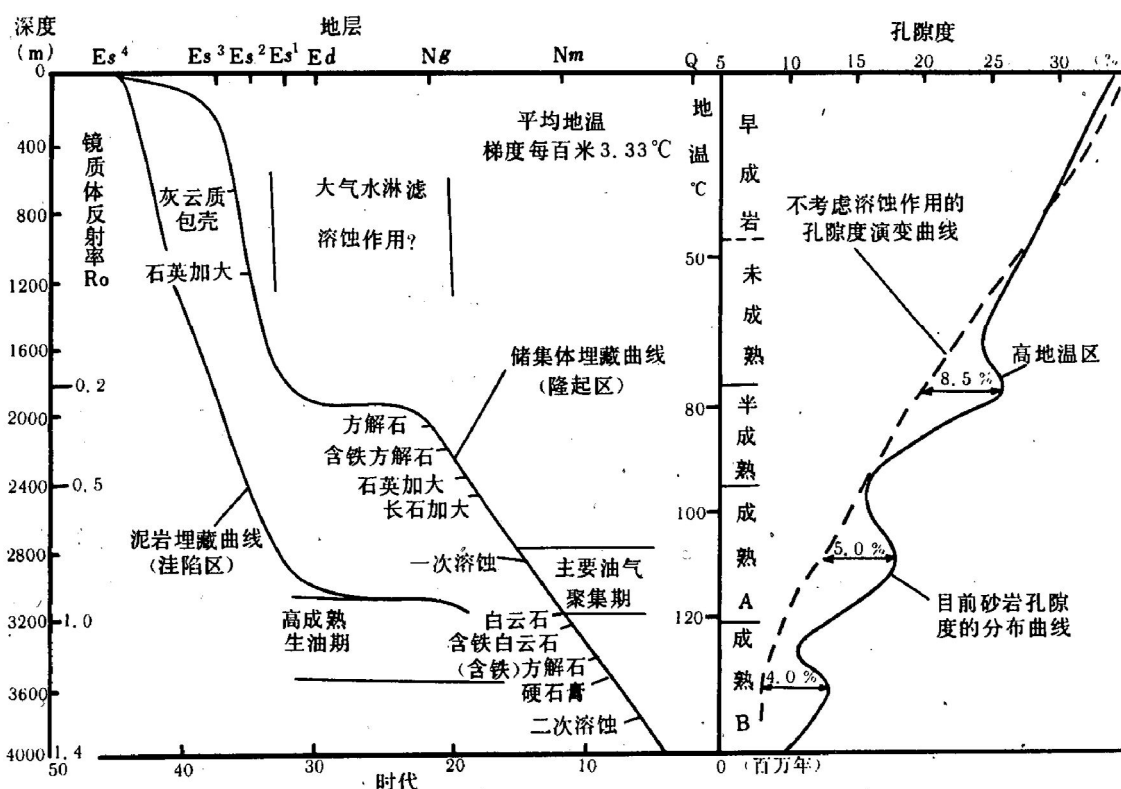


图2 马厂地区沙三(3)亚段砂岩的成岩作用演化史

沙三(3)亚段埋藏到2900—3200 m(成熟A中晚期和成熟B早期)为马厂地区油气主要聚集期。油气进入砂层明显抑制了成岩作用的持续进行,亦同样阻止了砂岩孔隙的进一步演化。该区含油砂岩的碳酸盐含量为4.9—6.7%,平均5.7%;而含水砂岩内的碳酸盐含量大于15%,平均17.3%,两者差达11.6%,充分表明烃在砂岩中的聚集大大抑制了成岩作用的进行。因此该期的砂岩孔隙度(约15%)即为该区的油气聚集期孔隙度。

6. 馆陶组末期—明化镇组中期 沙三(3)亚段埋深从3200 m到3500 m。砂层内沉淀了3.4%的含铁白云石和白云石。机械压实作用已不明显。砂岩孔隙度演变为13.8%;稍晚期(含铁)方解石(1.5%)、硬石膏(0.5%)及其它少量自生矿物的析出使砂岩孔隙减至10%左右。

7. 明化镇组中期—末期 沙三(3)亚段埋深从3500到3800 m。二次溶蚀作用又使砂岩孔隙度略有局部增加,最高可达12—15%。

因此该亚段砂岩在其成岩演化过程中,机械压实作用使砂岩孔隙度损失18.5%,占孔隙损失量的66%;碳酸盐胶结作用使砂岩孔隙度减少7.2%,占损失量的26%;二氧化硅胶结作用为2.0%,占损失量的8%。其它成岩作用对砂岩孔隙度的影响是比较小的。

马厂构造在其发育演化过程中一直处于继承性隆起(即为断棱和断斜坡)。马厂断层从沙三(1)时期开始即停止活动,故能封堵地层流体的渗流。马东断层在沙三(1)至东营期间仍具有较强的活动性,在此期间起通道作用。因此马厂构造高部位是东侧断槽处泥岩压挤流体的运移方向。从构造低部位向构造高部位,地层水矿化度会逐渐提高(图3)。在构造顶部,地

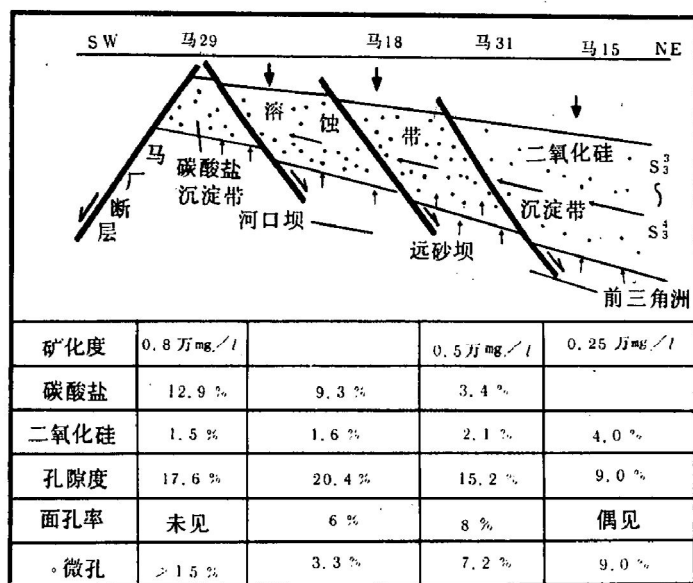


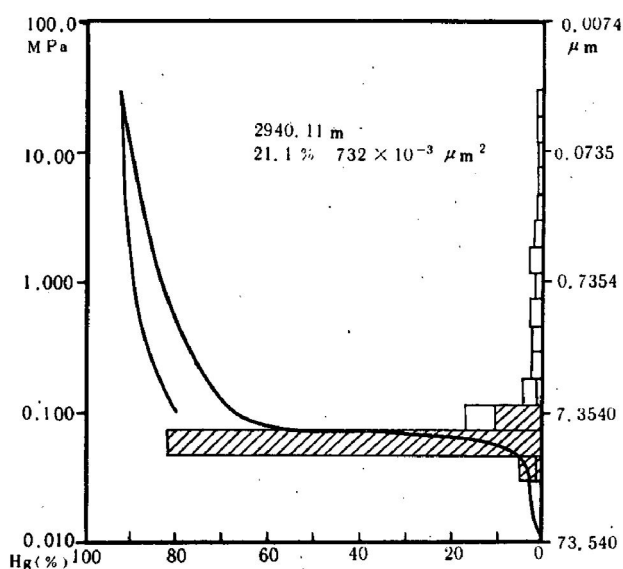
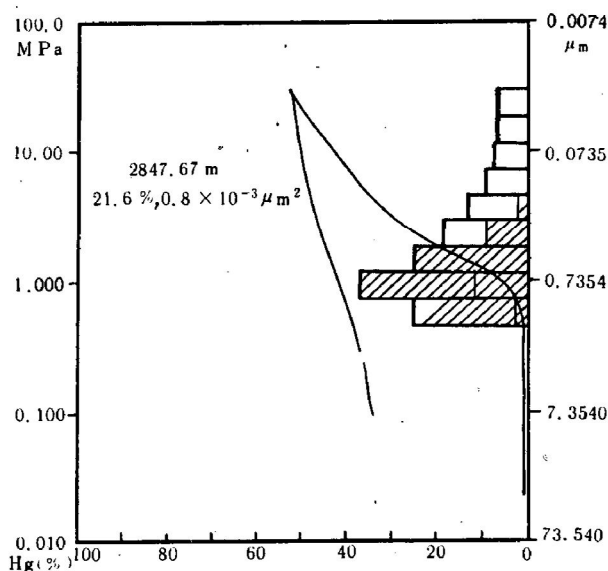
图3 马厂地区成岩作用形成机制剖面图

层流体基本上处于停滞状态, 这样孔隙流体中的某些物质(主要为 CaCO_3) 的浓度也接近饱和而沉淀下来, 造成构造顶部砂岩的碳酸盐胶结和孔隙的减少; 在构造低部位, 砂层内酸性流体的来源因靠近前三角洲的厚层暗色泥岩而相对充足。砂层内的硅质含量则由于砂岩碎屑颗粒经受较高的地层温压, 以致引起较强的成岩压溶作用以及泥岩中粘土矿物的转化 Si^{4+} 离子较高。这种成岩环境使构造低部位的二氧化硅胶结作用往往较强。由此可知, 构造中部位(断斜坡)砂岩次生孔隙的保存条件较好, 岩石显微镜下的面孔隙率高, 也是该区油气的有利聚集带。这已被勘探实践所证实。

三、次生孔隙的形成与分布

(一) 次生孔隙的分布

该区沙三(3)亚段不同程度地发育次生孔隙。在纵向上, 次生孔隙发育段在 2900—3100 m, 平均面孔隙率 12.5%, 2500—2600 m 8.5%, 3200—3250 m 7.7%, 3500—3650 m 3.3%。就沙三(3)亚段而言, 位于断斜坡三角洲前缘砂的溶蚀作用较强, 次生孔隙发育。如马11-16

图4 马11—16井的毛管压力曲线与孔喉分布
(基质含量小于10%, 溶孔极发育, 饱含油)图5 马11—16井的毛管压力曲线与孔喉分布
(基质含量27%, 显微镜下未见溶孔)

井面孔隙率为7.3%,马31井为8.0%。

砂岩的溶蚀作用表现为两种形式:(1)组份溶蚀作用,即砂岩中的某些组份溶蚀未被充填,形成了次生孔隙;(2)溶蚀-沉淀作用,即砂岩溶蚀后又被以含铁方解石为主的胶结物充填,形成嵌晶式胶结。当然可能也有交代沉淀作用,但交代沉淀作用难以形成高含量的(最高可达30%)、结构均一的含铁方解石嵌晶胶结。上述含铁方解石等胶结物主要沉淀于成熟A阶段地下酸性流体溶蚀形成的砂岩次生孔隙中。

溶蚀作用的两种表现形式,反映不同的成岩作用和储集性能。组分溶蚀作用是改善砂体储层性质的主要成岩作用,形成的孔隙是该区油气的主要储集空间;溶蚀-沉淀作用是导致储层孔、渗降低的主要成岩作用。它们的储层物性差异如图4、5所示。

(二) 次生孔隙的形成

Schmidt 和 McDonald^[1]等认为,在成熟A阶段,生油岩中的有机质在向烃类转化过程中会释放出大量二氧化碳,使孔隙流体成为酸性。Surdam 和 Gressoy^[2]的实验研究结果表明,在油气大量生成前,泥页岩中的干酪根在热作用下会脱去含氧官能团(羧基及酚等),从而形成大量有机溶剂(如草酸、醋酸和酚等)。从沙三一沙四段生油岩干酪根中的H/C、O/C原子比演化(图6)可知,O/C原子比值在3300—3400 m处明显变小,表明干酪根中的氧含量(或含氧官能团)在此深度以下大大减少。由此形成的有机溶液从洼陷向构造上的砂岩储集体运移,从而对砂岩产生溶蚀作用。从该图还可知,这种脱氧作用早于烃大量生成期。因此砂岩中次生孔隙的形成在油气大量生成前,即是说,砂岩储集体内形成的溶孔对聚集油气是基本有效的。沙三(3)亚段厚约200 m,顶界在

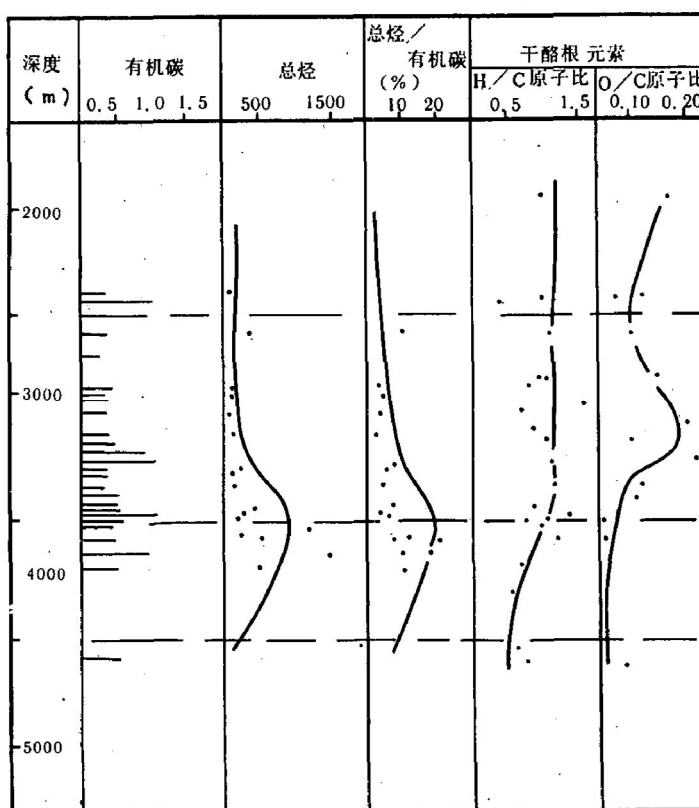


图6 东濮凹陷南部沙三段—沙四段生油岩热演化曲线

生油洼陷埋深约3500 m,在构造的较高部位约2800 m。因此有机溶剂在储集体内产生溶蚀作用的深度为2900—3100 m之间,与目前观察到的溶孔发育带是吻合的。这种溶解称为一次溶蚀作用。

一次溶蚀量约5%。计算步骤为(1)作出目前砂岩孔隙度随深度变化的曲线;(2)计算由机械压实作用引起的孔隙递减率;(3)恢复由压实和胶结作用导致孔隙度随埋深的变化曲线;(4)上述两曲线在一次溶蚀带的差值,近似的代表了一次溶蚀量(图2)。

霍洛多夫^[3](1986)指出,油气大量生成后,从粘土岩中的分散状有机质中分离出来的主要组份是 CO_2 和 H_2S ,这两种组份可作为晚期溶蚀砂岩的营力。特别是粘土岩中分散状的碳酸盐质点(东濮凹陷沙三段泥岩中含量较高)经水解可产生大量 CO_2 。在3500 m以下,该区泥

岩几乎都存在异常压实带。泥岩内已排出了大量液体,并受到了较强的压实,但其内部的流体不可能完全排出*。加之上述碳酸盐质点水解形成的大量 CO_2 使泥岩内依然保持了较高的压力。这种砂泥岩间的压力差利于泥岩内孔隙流体向砂岩渗流,再次促使砂岩内溶蚀作用的进行。这次溶蚀作用主要形成于3600 m以下的埋藏深度,溶蚀量一般不会大于4%。称为二次溶蚀作用。

图2内与1700 m对应的两条孔隙度演化曲线之间的8.5%之差,出现于马厂地区以南的地温梯度高值区,可能与地温梯度较高有关。

发生二次溶蚀作用的主要证据有:(1)产生一次溶蚀作用的层段以下尚有孔隙度偏高带(图7)。在3500 m以下砂岩孔隙度与深度的线性回归曲线的斜率减小(图8)。这可能表明该深度以下的砂岩在原生孔隙基本消失的背景下,又经受了一定程度的溶蚀作用。图8两曲线在3500 m以下的孔隙度平均差值约4.3%,与图2中的二次溶蚀量基本吻合;(2)在深部均有强烈的溶蚀现象。如马厂以北的桥24井、桥25井在深度4500—4700 m之间,砂岩的平均孔隙度仍达12.3%,平均渗透率 $4.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,已获工业气流。尤其是桥25井,溶蚀孔隙(或溶蚀现象)很发育;(3)砂岩在3200—3800 m层段的高岭石出现异常偏高带,3500 m处达43—60%,3500—3800 m之间仍在25%以上。高岭石常出现于物性较好的砂岩中。它的出现是酸性成岩环境的一个标志,因而也是次生孔隙发育的一个标志。一般高岭石含量高,则岩石的孔隙度和渗透率也高**。在马厂地区,砂岩的次生孔隙与其高岭石含量之间也有此对应

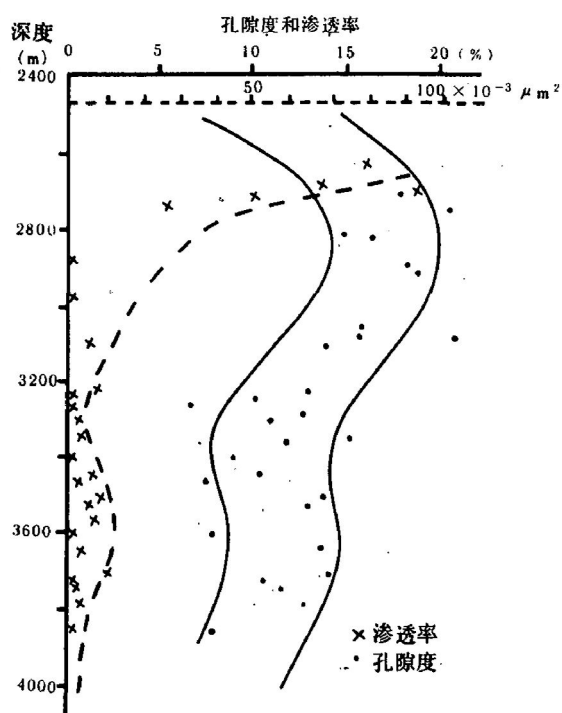


图7 马厂地区砂岩孔隙度和渗透率的纵向演化趋势

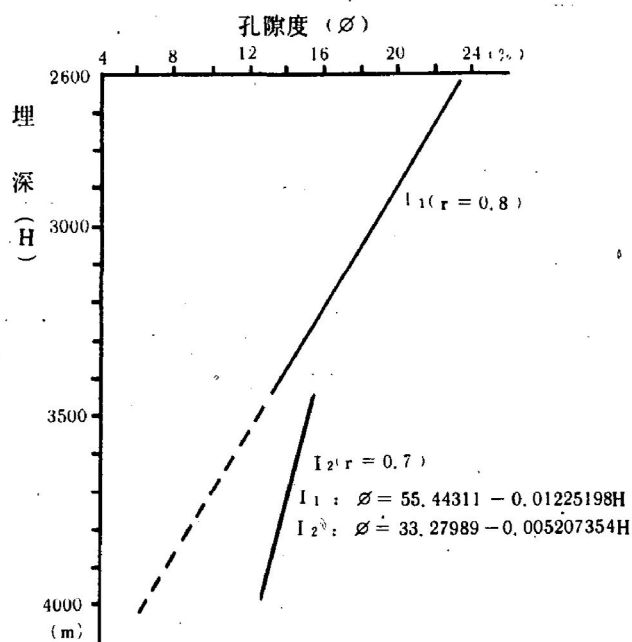


图8 马厂地区砂岩孔隙度与深度的线性回归曲线

* 吴石中, 1988, 桥口-白庙地区下第三系泥岩压实与油气运移, 油田内部报告。

** 弋翠霞等, 1987, 桥口地区岩性测定与分析研究, 油田内部报告。

关系；（4）形成时期较晚（图2）的含铁白云石也有溶蚀现象。

本区次生溶蚀孔隙的形成和酸性成岩环境的出现可能有多次（至少有两次），它们分别形成了不同粒度的高岭石。S. P. Dutton 和 L. S. Land (1985)* 对得克萨斯宾西法尼亚系长石砂岩的大气水成岩作用研究中，虽然未提出二次溶蚀作用的概念，但亦注意到了形成时期较晚的成岩矿物铁白云石胶结之后，尚发生过一些骨架颗粒的溶解。

相对而言，一次溶蚀作用比较强烈，溶蚀范围较广（区域性的）、溶蚀量较大，但它受溶孔形成后自生矿物充填的影响较大。马厂等地区，这些自生矿物主要为含铁方解石，次为含铁白云石、白云石、方解石和二氧化硅。与桥口地区相比，马厂地区的（含）铁白云石与白云石含量常不超过5%；因而对次生孔隙发育程度的影响比较小；桥口地区的（含铁）白云石含量可达25%，明显影响了砂岩次生孔隙的保存^[4]。这可能也是3400 m层段以下马厂地区砂岩孔隙度高于桥口地区的一个主要原因；二次溶蚀作用要弱些，溶蚀范围亦相对局限。二次溶蚀作用发生的埋深较大，地层有机酸来源受到很大的限制，同时较低的岩石孔渗性又阻碍了孔隙流体的渗流，被溶蚀的物质不能及时搬运出去，因而限制了二次溶蚀作用的强度、规模和数量。但二次溶蚀形成的溶孔受后期自生矿物充填的影响较小。

一次溶蚀作用产生于生油高峰期前，它形成的溶孔是油气聚集的有效储集空间。东濮凹陷的主要含油层段就位于一次溶蚀作用形成的次生孔隙发育带。二次溶蚀作用发生于生油高峰期后，热裂解气形成前，故对深部或超深部储层（大于4000 m）的气聚集很有意义。桥口地区沙三（3—4）亚段的埋深较大，地温已进入形成热裂解气范围，二次溶蚀作用对形成深部气聚集有利带具有重要意义。

（三）溶蚀作用与油气聚集的关系

埋藏成岩过程中的溶蚀作用使砂岩的储集性质大大改善。该区2900—3100 m深度区间是东濮凹陷黄河南地区砂岩次生孔隙的发育带。岩石显微镜和图像分析资料的统计结果表明，该深度区间砂岩的面孔隙率最高（整个黄河南地区平均7.1%），平均孔隙直径最大（55—100 μm），其孔渗性也好，主要含油层段皆在该深度区间。这充分说明油气的聚集和分布受砂岩溶蚀作用的区域性控制。

砂岩的沉积特征与砂体微相类型明显控制了砂岩次生孔隙的发育程度，从而亦控制了油气的聚集和分布。大量数据的统计结果表明，含油性好、次生孔隙发育的岩石多为块状和平行层理粉（细）砂岩，而波状、斜波状和交错层理粉砂岩（或泥质粉砂岩）的次生孔隙很不发育，含油性亦很差（表1）。马24井井深3653 m厚20 cm的细砂岩的含油情况可说明这一点。该砂层上部的块状层理细砂岩饱含油，而下部的斜层理细砂岩却未含油，二者的含油界线十分清楚。其原因在于块状层理或平行层理砂岩的分选程度高，杂基含量低，利于原生孔隙的保存，也为后期地下酸性流体的渗流创造了条件；斜层理砂岩等除了不具备这一优越条件外，砂层内部弯曲状的纹层亦给地下流体的渗流设置了障碍，从而不利于溶蚀作用的进行，故其含油性也变差。统计结果还表明，三角洲前缘砂的溶蚀孔隙较发育。该区沙三（3）亚段三角洲前缘砂主要分布于断块构造的断斜坡处。因此马厂及其邻区的断斜坡是今后有利的油气勘探区。

* Dutton, S. P. 等, 1985, 得克萨斯阿那达科盆地南西部宾西法尼亚系长石砂岩的大气水埋藏成岩作用, 姜在兴译, 油田内部刊物, 1987年, 第1期。

表1 三角洲沉积的岩性与孔渗性的关系

岩性	孔隙度 (%)	渗透率 ($\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$)	含油性	杂基含量 (%)	样品数
块状层理粉砂岩、粉细砂岩, 少量块状层理细砂岩	15.3 大于15者占61%	68.8 大于50的占34%	含油样品占45%, 多 饱含油	6.4	44
平行层理粉砂岩及粉细砂岩	14.2, 大于15者占56%	91.8 大于50者占44%	含油样品占48%, 多 饱含油	6.0	9
块状层理含泥砾泥质粉砂岩	4.4	小于0.2	未见含油	17.5	1
块状层理含泥砾细砂岩	20.7	270.5	含油	8.0	2
斜层理, 波状层理粉砂岩	10.6 小于10者占40%	1.2	未见含油	7.4	10

致谢: 工作过程中, 得到赵激林老师的指导, 表示感谢。

参 考 文 献

- [1] V. 施密特, D. A. 麦克唐纳, 1982, 砂岩成岩过程中的次生储集孔隙。石油工业出版社。
 [2] Surdam, R. C. and Gressoy, L. J., 1985, Phil. Trans. R. Soc. Lond. A315. P.135—156.
 [3] B. H. 霍洛多夫, 1982, 对后成作用的新认识(Ⅱ)——压挤后成作用, 岩石和矿产, 路石译, No. 5。
 [4] 寿建峰、赵激林等, 1988, 石油学报, 第9卷, 第2期。

DIAGENESIS OF OLIGOCENE SHA-3 (3) SUBMEMBER IN MACHANG REGION, DONGPU DEPRESSION AND ITS RELATION TO HYDROCARBON

Shou Jianfeng Yuan Zhengwen

(Zhongyuan Oilfield)

Abstract

The Oligocene Sha-3 (3) submember in Machang region, Dongpu Depression is a large progressive deltaic deposit. It mainly underwent component-dissolution and dissolved-precipitation during the process of burial diagenesis. The first dissolution occurred prior to the peak period of hydrocarbon generation, and the dissolved pores are available spaces for hydrocarbon accumulation; the second dissolution happened after the peak period and prior to the formation of cracking gas, the pores formed may have considerable significance for gas accumulation in deep and superdeep strata.