

文章编号: 1009-3850(2007)02-0100-06

低渗透储层成岩作用定量表征与成岩储集相 ——以吉林新立油田泉头组三、四段为例

孙思敏

(中国石油大学 资源与信息学院, 北京 102249)

摘要: 作者采用铸体薄片、阴极发光、扫描电镜等手段, 统计了新立油田泉头组三、四段储层的视压实率和视胶结率, 对成岩作用强度进行了定量表征。引入了成岩系数和成岩储集相的概念, 并按照成岩系数大小, 将储层划分为 4 种成岩储集相, 即强溶蚀次生孔隙成岩储集相(A 相), 中等压实-弱、中胶结混合孔隙成岩储集相(B 相), 强压实-弱、中胶结混合孔隙成岩储集相(C 相)和碳酸盐强胶结成岩储集相(D 相)。其中以 A 相最有利于油气聚集, B 相次之, C 相较差, D 相最差。分析了各类成岩储集相特征和演化, 认为晚成岩 A 亚期的酸性水溶蚀作用形成次生孔隙是改善储层物性的关键因素。

关键词: 新立油田; 下白垩统; 低渗透储层; 成岩定量表征; 成岩储集相; 松辽盆地

中图分类号: TE121.3

文献标识码: A

新立油田构造上位于松辽盆地中央拗陷区的扶余隆起带最西端的新立背斜。下白垩统泉头组三、四段是一套砂泥互层沉积, 厚度为 140~450m, 属曲流河-浅水三角洲沉积体系, 是该区主力含油层系, 称为扶扬油层。储层岩性以细砂岩(占 70.6%)为主, 油层孔隙度平均 12.8%, 平均渗透率小于 $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 为一典型低渗透砂岩油藏。传统上成岩作用研究主要是定性地描述主要成岩类型与特征, 但量化地研究成岩作用也一直是地质工作者的努力目标^[1,2]。本文尝试运用视压实率、视胶结率指标, 通过定量统计分析, 对该区成岩作用强度进行定量评价, 并在此基础上计算成岩系数, 划分成岩储集相类型, 这对于指导油气勘探开发具有重要意义。

1 岩性特征

1.1 碎屑组分特征

根据薄片资料, 该区储层以长石岩屑砂岩和岩屑长石砂岩为主(图 1)。碎屑组分以石英、长石和

岩屑为主。石英含量为 24%~40%, 平均约为 31.6%; 长石含量为 19%~39%。平均约为 29.8%, 以斜长石为主, 钾长石为次, 斜长石常具聚片双晶; 岩屑含量为 27%~57%, 平均 38.5%, 以中酸性喷出岩岩屑及凝灰岩为主。

1.2 储层结构特征

储层砂岩以细砂结构为主(粒径 0.10~0.25mm), 部分细一中砂、中砂结构; 分选以中等为主; 碎屑组分磨圆度差, 多呈棱角一次棱角状; 颗粒接触类型多为点-线接触; 结构成熟度中等一差。

1.3 储层填隙物特征

填隙物包括粘土杂基和胶结物。粘土杂基成分主要为绿泥石及水云母, 有的已向伊利石转化, 含量为 1%~30%, 分选中等一好的细砂岩及细一中砂岩中杂基含量较低, 分选差的粉砂岩、泥质粉砂岩及不等粒砂岩中杂基含量较高。胶结物主要有石英次生加大及自生石英、方解石、自生粘土矿物等, 含量为 2%~50%。

收稿日期: 2006-12-19

第一作者简介: 孙思敏, 1967 年生, 博士, 讲师, 从事油田开发地质方面教学与科研工作。

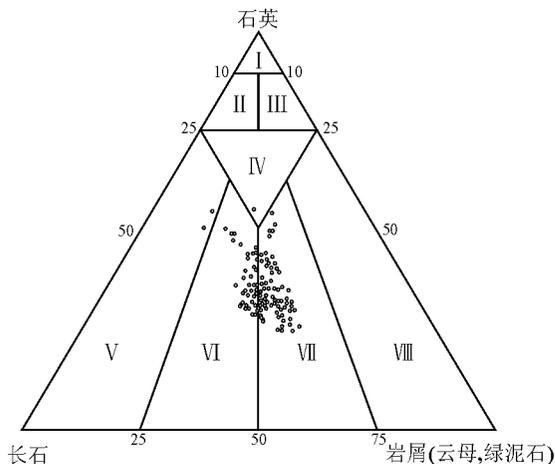


图1 新立油田泉头组三、四段储层砂岩分类三角图

I. 石英砂岩; II. 长石石英砂岩; III. 岩屑石英砂岩; IV. 长石岩屑石英砂岩; V. 长石砂岩; VI. 岩屑长石砂岩; VII. 长石岩屑砂岩; VIII. 岩屑砂岩

Fig. 1 Triangular diagram of the reservoir sandstones in the third and fourth members of the Quantou Formation, Xinli Oil Field
I = quartz sandstone; II = feldspathic quartz sandstone; III = lithic quartz sandstone; IV = feldspathic lithic quartz sandstone; V = feldspar sandstone; VI = lithic feldspar sandstone; VII = feldspathic litharenite; VIII = litharenite

2 成岩作用类型与定量表征

2.1 压实作用和视压实率

薄片显微镜下观察, 该区主要发生机械压实作用, 其主要表现为: ①随压实作用强度的增加, 由点接触→线接触→凹凸接触→镶嵌接触。扶杨油层的储层以点-线接触为主, 部分凹凸接触和镶嵌接触。②塑性岩屑受挤压变形, 挤入碎屑颗粒之间形成假杂基。③长条状矿物如云母弯曲变形, 并发生绿泥石化。④刚性矿物破碎, 如长石沿解理缝、双晶缝裂开。

为了定量或半定量地表示压实作用强度, 采用了“视压实率”概念^[1], 它在一定程度上反映了原始沉积物孔隙空间被压实的程度。

视压实率 = (原始孔隙体积 - 粒间体积) / 原始孔隙体积 × 100%

粒间体积 = 粒间孔体积 + 胶结物含量

根据 R. Sneider 图版, 考虑岩石的沉积环境、粒级大小及分选性, 取细砂岩、细一中砂岩的原始孔隙度 35%, 粉砂岩、极细砂岩的原始孔隙度 30%。压实作用强度划分标准如表 1。

应用上述公式, 计算了扶杨油层 25 口井 717 块薄片视压实率, 储层压实作用具如下特征: ①视压实

表 1 储层压实强度与视压实率的关系

Table 1 Relationship between compaction intensity and apparent specific compaction for the studied reservoirs

视压实率(%)	100~70	70~30	30~0
压实强度	强压实	中等压实	弱压实

率 10%~90%, 以中等压实为主(占 72.87%), 次为强压实(占 22.09%), 少量弱压实(占 5.04%)。②分选性好, 杂基含量小于 5%, 胶结物含量小于 20% 的细砂岩、中-细砂岩、中砂岩, 视压实率 33%~69%, 为中等压实。③分选性差, 杂基含量大于 5% 的粉砂岩、泥质粉砂岩、细砂岩, 视压实率大于 70%, 为强压实。④胶结物含量 18%~40% 的含钙和钙质细砂岩、中砂岩, 视压实率 10%~29%, 为弱压实。说明早期方解石胶结对压实有抑制作用。

2.2 胶结作用和视胶结率

扶杨油层储层中胶结作用类型有碳酸盐胶结作用、石英次生加大及自生石英、自生粘土矿物胶结作用。其中以碳酸盐胶结物含量最高、分布最广, 胶结作用最强, 对储层储集物性的影响最大。

碳酸盐胶结物主要有方解石和含铁方解石、铁白云石、片钠铝石及菱铁矿。方解石是分布最普遍的胶结物(图版 1), 有 3 种类型: ①暗色泥晶方解石, 呈泥晶包壳分布于碎屑颗粒边缘或呈灰泥充填于粒间, 形成于早成岩 A 期; ②粉晶-细晶方解石, 呈半自形-它形镶嵌粒状充填于粒间, 形成于早成岩 B 期; ③铁方解石呈细-中晶, 半自形-它形粒状, 呈分散状、斑块状或连晶式胶结, 充填于粒间孔隙中, 形成时间晚于石英次生加大, 形成于晚成岩期。为定量或半定量表示胶结作用强度, 采用“视胶结率”的概念^[1]:

视胶结率 = 胶结物体积 / (胶结物体积 + 粒间孔体积) × 100%

胶结作用强度划分标准如表 2:

表 2 储层胶结强度与视胶结率的关系

Table 2 Relationship between cementation intensity and apparent specific cementation for the studied reservoirs

视胶结率/%	100~70	70~30	30~0
胶结作用强度	强胶结	中等胶结	弱胶结

应用上述公式, 计算了扶杨油层 717 块薄片视胶结率。扶杨油层储层胶结作用特点如下: ①视胶结率 10%~98%, 以中等胶结为主(占 46.84%), 其次为弱胶结和强胶结(分别占 28.32% 和 24.84%)。②胶结作用强弱主要与胶结物类型及含量有关。含

钙和钙质细砂岩、中砂岩和粉砂岩,方解石胶结物含量25%~50%,视胶结率大于70%,为强胶结;胶结物含量小于5%的砂岩,视胶结率10%~25%,为弱胶结;胶结物含量5%~20%的砂岩,视胶结率30%~70%,胶结物类型为斑状方解石、片钠铝石、高岭石,为中等胶结。③胶结作用使储层储集物性变差,各种自生矿物的胶结和充填作用使储层储集空间减少,堵塞喉道使砂岩孔隙连通性变差,渗透率降低。

2.3 溶蚀作用

该区储层溶解作用中等,主要为长石和方解石胶结物的溶解,其次为岩屑和粘土杂基的溶解。溶解作用形成粒间溶孔、粒内溶孔及铸模孔,是使储集性变好的成岩作用类型。

(1) 长石的溶解:长石由于其稳定性较差,因而在酸性水介质条件下极易发生溶解。长石的溶解首先是沿着薄弱处如解理缝、双晶缝处开始溶解,偏光镜下常见长石边缘溶解呈港湾状、进而溶解呈蜂巢状、残缕状,完全溶解后则形成铸模孔。

(2) 岩屑溶解:岩屑溶解作用不太普遍,岩屑溶解形成岩屑内溶孔。岩屑内溶蚀多形成微孔,且相互孤立,孔隙连通性差。

(3) 胶结物溶解:主要是碳酸盐胶结物的溶解。阴极发光镜下可见到粒间方解石的溶蚀残晶呈星点状分布,形成粒间胶结物溶孔。

(4) 杂基溶解:在泥质含量较高的砂岩中可见到泥质杂基溶解,形成杂基内溶蚀微孔。长石和岩屑溶解在偏光显微镜及扫描电镜下较易识别(图版2),胶结物的溶解可借助于阴极发光来识别。通过研究将储层溶蚀作用强度可分为强溶蚀作用、中等溶蚀作用、弱溶蚀作用3级。该区储层较强溶蚀作用主要发生于1000~1600m深度带,以中等溶蚀为主,局部为也可形成强溶蚀带;而1600m以下以弱溶蚀为主。

3 成岩储集相类型及储集空间演化

3.1 成岩系数的概念

成岩储集相是影响储层性质的某种或几种成岩作用及特有的储集空间组合,它反映沉积岩的目前面貌,是其成岩过程中所经历的一系列成岩变化的结果^[4-8]。为定量表征各种成岩作用对储集性能的影响,即成岩作用的综合效应,笔者采用了“成岩系数 C_d ^[9,10]”这一参数,表达式为:

成岩系数 $C_d = \text{面孔率} / (\text{视压实率} + \text{视胶结率}$

$+ \text{微孔隙率}) \times 100\%$

其中,微孔隙率 = (物性孔隙度 - 面孔率) / 物性孔隙度 $\times 100\%$

在成岩系数公式中分子代表了使储集性能变好的成岩作用效应,分母代表了使储集性能变差的成岩作用效应。研究发现,该区成岩系数与孔隙度和渗透率呈良好的正相关关系(图2)。一般 C_d 介于0~1之间,其值越大,说明受使物性变好的成岩作用(如溶解作用)影响越大,孔隙度和渗透率也越大;而 C_d 值越小,则受使物性变差的成岩作用(如压实作用和胶结作用)影响越大,孔、渗也越小。

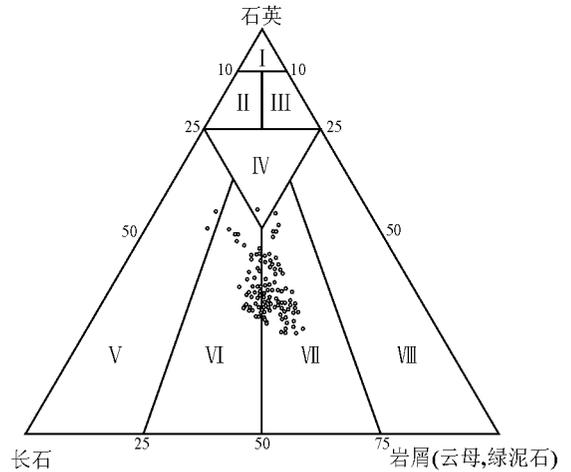


图2 储层成岩系数与渗透率关系

Fig. 2 Relationship between diagenetic coefficients and permeability for the studied reservoirs

根据储层视压实率、视胶结率、镜下估算的面孔率和物性孔隙度,计算了储层的成岩系数,并按其大小划分出4种成岩储集相(表3)。

表3 储层成岩储集相与成岩系数的关系

Table 3 Relationship between diagenetic reservoir facies and diagenetic coefficients for the studied reservoirs

成岩储集相	D	C	B	A
成岩系数	< 0.05	0.05 ~ 0.1	0.1 ~ 0.3	> 0.3

3.2 成岩储集相类型

1.A 相——强溶蚀次生孔隙成岩储集相

该相为分选好的细砂岩、中砂岩,为曲流河边滩砂体下部较粗部分及三角洲前缘亚相水分支水道砂下部,砂泥比高。碎屑组分、填隙物强烈溶解,视胶结率小于50%,中等压实,次生溶孔发育,连通性好,粒间少量高岭石、铁白云石及石英次生加大胶结(图版3),为高孔中渗储层。

2. B相——中等压实-弱、中胶结混合孔隙成岩储集相

该相为细砂岩、中砂岩,分选性中等—好,主要是边滩微相砂体和地下水分支水道砂体及河口坝砂。砂泥比较高;胶结物含量较低,一般小于6%;溶蚀作用中等;压实强度中等,胶结强度弱—中等;储集空间组合为残余粒间孔+溶孔,储集空间为残余粒间孔及粒间溶孔(图版4),形成中—低孔低渗透层。

3. C相——强压实-中等胶结残余粒间孔成岩储集相

该相为细砂岩、粉砂岩,杂基含量较高,分选性中等—差;主要为决口扇、天然堤、边滩侧缘及地下水分支水道间薄层砂;为中期基准面旋回中上部,砂泥比低。表现为强压实,颗粒间呈线-凹凸或镶嵌状接触;胶结作用中等,出现晚成岩期的铁方解石、铁白云石、片钠铝石等,溶蚀作用较弱。储集空间组合为:残余粒间孔+少量溶孔(图版5),主要形成中—低孔特低渗透层。

4. D相——碳酸盐强胶结成岩储集相

该相为钙质或含钙细砂岩、粉砂岩,分选性中等—好。分为两类,一是位于中期基准面旋回最底部,相当于旋回最粗部分,其下直发斜与泥岩相邻;二是厚层泥岩中的薄层砂。颗粒之间点接触,胶结物含量20%~35%,连晶式胶结,主要为亮晶方解石、晚成岩期铁白云石;溶蚀作用弱,压实作用弱,强胶结;孔隙不发育,储集空间为少量晶间孔及微孔(图版6),形成特低孔特低渗透层。

3.3 成岩储集相演化

扶杨油层现今埋深1000~2000m。据前人对构造运动的研究,扶杨油层曾经历过抬升作用,古埋深应大于2000m。在埋藏成岩过程中,由于受各种成岩作用的改造,其储集空间经历了复杂的演化。

(1)随着储层埋深增大,机械压实作用进一步增强,原生粒间孔隙不断缩小,形成缩小的粒间孔;由于压实作用使长石沿解理缝和双晶缝裂开。同时由于泥岩压实及热演化过程中的含 Ca^{2+} 和 CO_3^{2-} 孔隙水进行储层中,发生早期泥晶与亮晶方解石胶结作用和各种自生矿物的充填作用,使原生粒间孔隙空间不断减少,形成胶结后的残余粒间孔,形成碳酸盐强胶结成岩储集相。

(2)随着泉三、四段进入生油门限(晚成岩A1亚期),产生大量的有机酸,在压实作用下发生侧向运移进入储集体内。由于受储层韵律影响在粗岩相带内运移,使早期易溶胶结物和碎屑颗粒受酸性水

作用发生强烈和较强溶蚀而形成“A相”和“B相”,而在细砂岩层段由于结构成熟度低,物性相对较差,受酸性水作用弱,储层发育“C相”;在渗流性最差的岩性带内,早期的亮晶“D相”继续保持。

(3)在晚成岩A2亚期(1600m以下),随着孔隙水pH值增加,铁方解石等矿物胶结作用增强,会使部分次生孔隙遭受破坏,尤其是邻近厚泥岩层的部分粗砂被钙质胶结形成“底钙”。

4 结 论

(1)压实、胶结及溶蚀作用是该区最为主要的3种成岩作用类型,压实作用中等,胶结作用中到强,溶蚀作用以不稳定矿物的次生溶蚀为主,次生溶蚀孔隙是最为主要的孔隙类型。

(2)成岩储集相分为A相、B相、C相和D相4类,其中以A相最有利于油气聚集;B相次之,C相其次,D相为最差。

(3)造成储层低渗透的原因有两个:第一,储层粒度偏细及成分成熟度与结构成熟度偏低;第二,较强的压实与胶结作用造成原生孔隙严重损失,储集空间以次生溶蚀孔隙为主,而它在继续埋藏过程中由于各处矿物的胶结作用使孔隙与喉道进一小减小。

参考文献:

- [1] 郑浚茂,庞明.碎屑储集岩的成岩作用研究[M].武汉:中国地质大学出版社,1989.
- [2] 罗明高.定量储层地质学[M].北京:地质出版社,1998.22-32.
- [3] 裘怿楠,薛叔浩,应凤祥.中国陆相油气储集层[M].北京:石油工业出版社,1997.149-221.
- [4] 裘怿楠,薛叔浩.油气储层评价技术[M].北京:石油工业出版社,1994.59-164.
- [6] 刘孟慧,赵澄林.碎屑岩储层成岩演化模式[M].北京:石油大学出版社,1993.120-135.
- [7] 朱国华.碎屑岩储集层孔隙的形成、演化和预测[J].沉积学报,1992,10(3):114-132.
- [8] 纪友亮.东濮凹陷文留地区沙三3—4亚段成岩作用模式[J].石油大学学报,1992,16(6):19-23.
- [9] 李晓清,郭勤涛,丘东洲.淮北油田储层的成岩作用及成岩相划分[J].沉积与特提斯地质,2001,21(4):29-33.
- [10] 张一伟,等.陆相油藏描述[M].北京:石油工业出版社,1997.98-102.

图版说明:

1. 粒间自生方解石胶结. 吉检3井, 1296.69~1296.82m, 扫描电

镜, $\times 850$ 。

2. 长石淋滤溶解, 形成粒内溶孔。吉检3井, 1253.15m, 扫描电镜, $\times 930$ 。

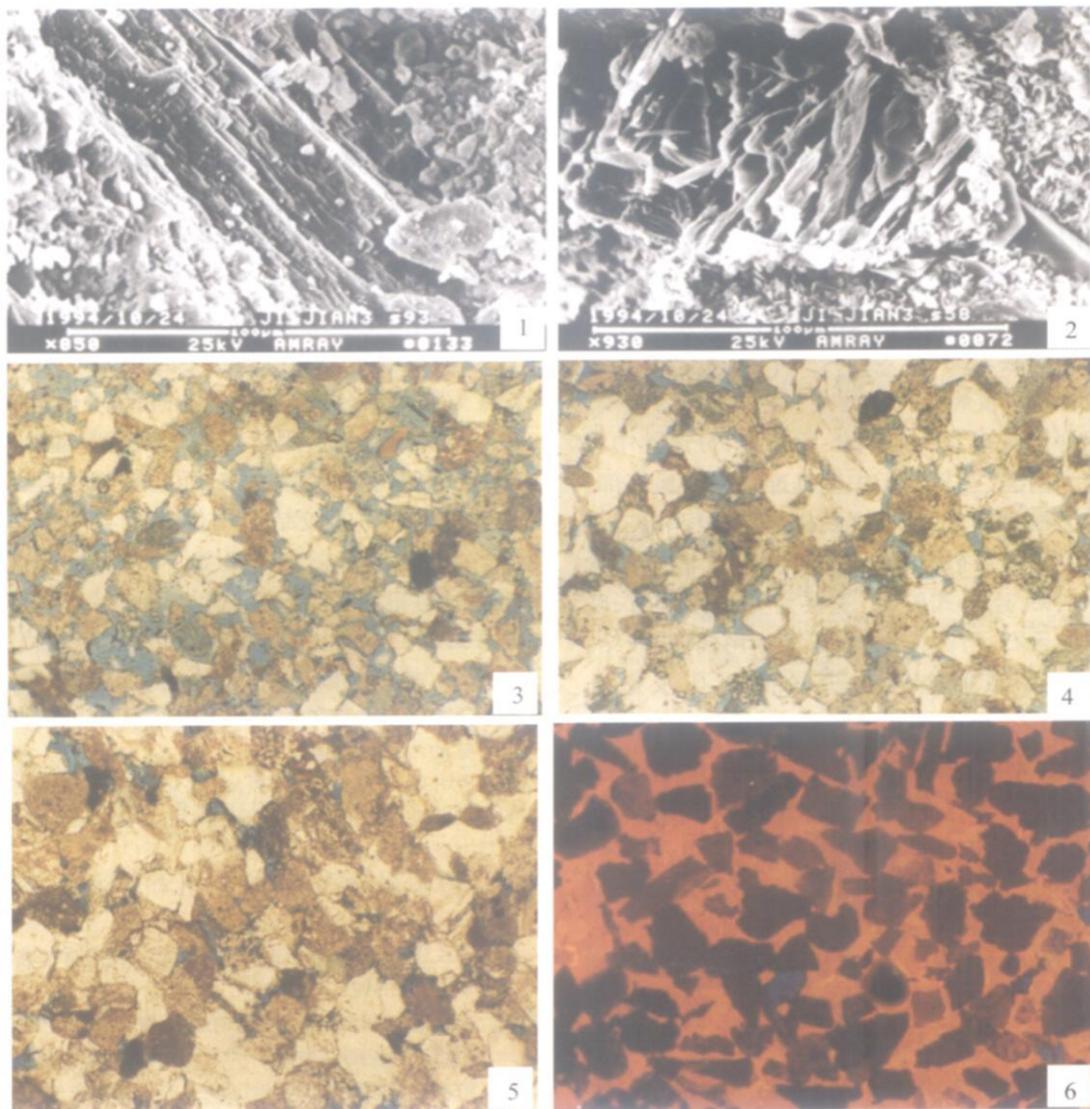
3. A相。蓝色铸体代表孔隙, 溶解作用强烈, 溶孔发育, 连通性好。粒间少量含铁白云石和高岭石。高孔中渗, 孔隙度31.50%, 渗透率 $340.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 排驱压力0.070MPa。吉1-12井, 泉头组四段, 细砂岩, 1149.60m, 单偏光, $\times 52$ 。

4. B相。蓝色铸体代表残余粒间孔及粒间溶孔, 石英加大, 粒间高岭石及少量方解石。①②③为石英次生加大边。中孔低渗, 孔隙

度19.0%, 渗透率 $30.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。吉7-18井, 泉头组四段, 细砂岩, 1173.56m, 单偏光, $\times 52$ 。

5. C相。蓝色铸体代表残余粒间孔, 石英加大及铁白云石胶结。低孔特低渗, 孔隙度12.0%, 渗透率 $0.86 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。吉34井, 泉头组四段, 中砂岩, 1448.86m, 单偏光, $\times 52$ 。

6. D相。红色为亮晶方解石胶结, 孔隙不发育。为特低孔特低渗, 孔隙度1.8%, 渗透率 $0.01 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。吉10-17井, 泉头组四段, 钙质细砂岩, 1168.55m, 阴极发光, $\times 72$ 。



Quantitative characterization of diagenesis and diagenetic reservoir facies of the low permeability reservoirs: An example from the 3rd and 4th members of the Quantou Formation in the Xinli Oil Field, Jilin

SUN Si-min

(Faculty of Resources and Information, China University of Petroleum, Beijing 102249, China)

Abstract: The quantitative characterization of diagenesis and diagenetic reservoir facies has been made for three types of diagenesis in the low permeability reservoirs in the 3rd and 4th members of the Quantou Formation in the Xinli Oil Field, Jilin by using the techniques of quantitative statistics of cast thin-section, cathodoluminescence and SEM. The intensity of each type of diagenesis is evaluated. The types of the diagenetic reservoir facies are summarized, on the basis of lithofacies, diagenesis types and intensity, reservoir properties, including: strongly corroded secondary porosity type (Facies A), moderately compacted and weakly to moderately cemented mixed porosity type (Facies B), strongly compacted and weakly to moderately cemented mixed porosity type (Facies C), and strongly carbonate-cemented type (Facies D). Facies A is most favourable for hydrocarbon accumulation, followed by Facies B and C. Facies D is worst. The examination of the characteristics and evolution of the above-mentioned diagenetic reservoir facies shows that the secondary pores generated by acidic formation water formed during the late diagenetic stage may be considered as the key factors for the improvement of the physical properties of the reservoirs in the study area.

Key words: Xinli Oil Field; Lower Cretaceous; Low permeability reservoir; quantitative characterization; of diagenesis; diagenetic reservoir facies; Songliao Basin