

文章编号: 1009-3850(2001)04-0028-06

潍北油田储层的成岩作用及成岩相划分

李晓清¹, 郭勤涛¹, 丘东洲²

(1. 胜利油田东胜石油公司, 山东 东营 257000; 2. 成都地质矿产研究所, 四川 成都 610082)

摘要: 潍北油田位于山东省潍坊市北部, 主要含油层系为古始新统孔店组, 储层埋藏深。岩石类型主要为长石砂岩、岩屑砂岩、岩屑长石砂岩或长石岩屑砂岩等近源沉积岩类。成岩作用类型主要包括压实作用、胶结作用和次生溶蚀作用, 其中压实作用是使储层原生孔隙度迅速变差的主要因素。油田孔店组砂岩储层可以划分为两个成岩阶段, 五个成岩亚期。不同的成岩亚期发育不同的成岩作用类型。在成岩作用研究的基础上, 笔者引入成岩相和成岩综合系数概念。成岩综合系数可以定量表征各种成岩作用的综合效应。利用视压实率与视胶结率作交会图, 结合成岩综合系数与孔隙度, 可以将孔店组储层划分为六种成岩相, 其中以弱压实中胶结的DRF1型储集性为最好, 中压实强胶结的DRF4型储集性最差。潍北油田孔店组储层主要属中压实中胶结的DRF3型, 其次是孔二中亚段发育的强压实中胶结的DRF5型与孔一下亚段发育的弱压实中胶结的DRF1型, 局部出现其它三种类型的成岩相。

关键词: 成岩作用; 成岩相; 成岩综合系数

中图分类号: TE122.2

文献标识码: A

Diagenesis and division of diagenetic phases of the reservoirs in the North Weifang oil field

LI Xiao-qing¹, GUO Qin-tao¹, QIU Dong-zhou²

(1. *Dongsheng Petroleum Development Co., Ltd., Shengli Oil Field, Dongying 257000, Shandong, China*; 2. *Chengdu Institute of Geology and Mineral Resources, Chengdu 610082, Sichuan, China*)

Abstract: The North Weifang oil field is situated in northern Weifang, Shandong. The oil-bearing rock series in the oil field are represented by the Palaeocene-Eocene

收稿日期: 2001-07-31

Kongdian Formation strata. The rock types include the proximal sedimentary rocks such as feldspar sandstone, arkose, lithic sandstone, litharenite, lithic feldspar or feldspar lithic sandstone, lithic feldspathic litharenite. The diagenetic types include compaction, cementation and secondary solution. The reservoir sandstones in the Kongdian Formation went through two diagenetic stages and five diagenetic sub-stages, and six diagenetic phases, of which the slightly compacted and moderately cemented DRF 1-type reservoirs have the best reservoir quality, the moderately compacted and highly cemented DRF4-type reservoirs worst; subordinately come the moderately compacted and moderately cemented DRF 3-type reservoirs in the Kongdian Formation, intensely compacted and moderately cemented DRF5-type reservoirs in the middle submember of the second member of the Kongdian Formation, and slightly compacted and moderately cemented DRF 1-type reservoirs in the lower submember of the first member of the Kongdian Formation.

Key words: diagenesis; diagenetic phases; diagenetic coefficient

储层的储集性不但受沉积环境的控制,同时在很大程度上受控于成岩作用。例如高能环境下形成的特高渗砂体,由于压实作用和胶结作用,可能变成低渗甚至非渗透性砂体;相反在低能环境下形成的低渗透性砂体,可能会由于成岩后期的溶解作用而变成高孔高渗的砂体。因此,储层成岩作用是储层研究的重要组成部分。

淮北油田在构造上位于淮北凹陷东部的鼻状构造带上,其构造复杂,沉积变化大,为一被断层复杂化了的断块油藏,主力含油层系为古始新统孔店组。

1 储层岩石学

储层岩石学,包括岩石碎屑的矿物组成,碎屑的分选、磨圆、排列方法和填隙物特征等,它是影响储层成岩作用,孔隙结构及储集物性的重要因素^[1,2]。

淮北油田在储层主要为碎屑岩,据昌67、昌11及其他一些钻井的岩石薄片资料,油田储层的岩石类型主要为长石砂岩、岩屑砂岩、岩屑长石砂岩和长石岩屑砂岩。这四类岩石的形成与母岩区距沉积区较近有关。另外在孔二段的许多岩石薄片中有见粘土杂基含量大于15%的杂砂岩,多出现在孔二段中部,这与该亚段沉积环境属浊积成因有关。研究区岩石类型以不稳定型为主,反映其沉积速度较快、距母岩区较近,还反映其沉积时母岩主要为花岗片麻岩、变质岩等较老地层。

2 成岩作用类型及对孔隙的影响

研究区内的成岩作用主要有以下几种类型:

2.1 压实作用

由于研究区内的岩石矿物成分含较多长石、岩屑、杂基等以塑性为主的碎屑,随着埋深加大,压实作用增强,是使原生孔隙变差,特别是储层埋深大于1800m以上地区。通过对淮北凹陷孔隙度随埋深的变化情况统计发现:埋深从1000~3000m,最大孔隙度由34%降至

6%，平均孔隙度下降率为0.87%/100m(图1)。

压实作用除与埋深呈正相关外，还与储层岩性、岩相有关。在埋深基本相似的条件下，岩性相对较纯、岩相相对优越(如扇三角洲的前缘，辫状三角洲前缘、半深湖浊积水道、浅湖湖滩等部位)，压实作用对孔隙度的负影响相对较弱。

2.2 胶结作用

胶结作用的成岩效应是堵塞孔隙，对岩石的原生孔隙起负影响。区内碎屑岩的胶结作用有以下几种：

1. 碳酸盐矿物的胶结与交代作用

碳酸盐胶结物有方解石、铁方解石、铁白云石等，由于它们形成于成岩的不同阶段，其对储层的影响也不同。

方解石 据阴极发光分析，主要为成岩早期的产物。方解石一方面对砂岩起胶结作用，另一方面可抑制压实作用的进一步进行，并为成岩晚期次生孔发育奠定物质基础。据岩石薄片资料，方解石产出深度一般在1500~1800m。

铁方解石、铁白云石 铁方解石和铁白云石形成于成岩作用晚期，常交代早期方解石、碎屑颗粒或充填粒间孔、溶孔，对碎屑孔隙起负作用。据岩石薄片资料，铁方解石、铁白云石产出深度多数大于2500m。

2. 自生石英的加大和充填作用

据薄片观察，石英次生加大有两种形式，一是以石英颗粒为核心向粒间孔空间加大(如昌67井3004m处的岩石薄片)，另一是沿石英颗粒边加大(如昌90井1158m处的岩石薄片)。自生石英次生加大将堵塞孔隙空间和喉道，对储层物性起负作用。

3. 长石次生加大作用

该作用常与自生石英加大共生。其加大方式部分沿长石颗粒生长，有些以喷发岩岩屑中的微斜长石为生长点向孔隙延伸。不论是那种长石加大，它们对储层孔隙均起负作用。

4. 粘土矿物的自生沉淀和相互转化

2.3 次生溶蚀作用

次生溶蚀作用对孔隙的影响虽比压实胶结作用小，但它是造成孔隙再次扩大的有利因素，对深部储层的油气储集具有十分重要的意义。在岩石薄片观察时发现，研究区内储层当埋深大于1700m时，开始出现次生孔隙，当埋深为2000~2500m时，次生孔隙普遍发育。油田的北部和西北部埋深较大，孔一段埋深大于1700m，孔二段埋深大于2000m，由于压实作用使原生孔隙减少，应注意寻找次生孔隙的发育带。研究区内次生孔隙的形成主要有两种方式：一是与有机质成熟时形成的酸性水溶解早期形成的方解石胶结物、长石和喷出岩屑有关；另一是与沉积间断面的淡水渗入有关。

3 成岩阶段、成岩系列与孔隙演化

3.1 成岩阶段

潍北凹陷孔钻组储层的成岩作用可划分为两个阶段，五个期。

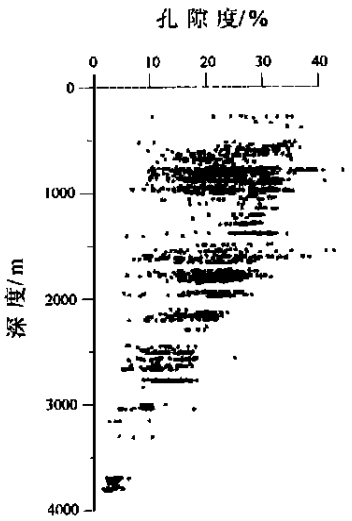


图1 孔隙度随深度变化图
Fig. 1 Diagram showing the variations in porosity as a function of depth

成岩早期 A 期: 深度小于 1000m, $R_0 < 0.35\%$; B 期: 深度为 1000 ~ 1700m, R_0 为 $0.35\% \sim 0.5\%$ 。

成岩晚期 A 期: 深度为 1700 ~ 2900m, R_0 为 $0.5\% \sim 1.3\%$; B 期: 深度为 2900 ~ 4200m, R_0 为 $1.3\% \sim 2.0\%$; C 期: 深度大于 4200m, $R_0 > 2\%$ 。

3.2 成岩系列

成岩早期主要为机械压实和早期方解石; 成岩晚期的 A 期主要为自生石英、长石、粘土矿物沉淀与交代, 并开始形成次生孔隙; 成岩晚期的 B-C 期为铁方解石和铁白云石的胶结与交代, 并发育次生溶孔。

3.3 孔隙演化模式

潍北凹陷孔店组碎屑岩的孔隙类型、孔隙度和渗透率与埋深具有以下相关性(表 1)。从表中可以看出:

表 1 潍北凹陷孔店组碎屑岩的孔隙类型和储集物性特征

Table 1 Porosity types and reservoirs properties of the clastic rocks in the Kongdian Formation North Weifang depression

埋深/m	主要孔隙类型	最大孔隙度/%	最大渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$
< 1700	原生粒间孔	34	1700
1700 ~ 2000	粒间孔+次生孔	≤ 28	1700
2000 ~ 2250	次生孔+粒间孔	≤ 25	280
2250 ~ 2950	次生孔+填隙物内孔	≤ 20	80
> 2900	次生孔+填隙物内孔	≤ 15	< 4.8

储层埋深不仅是成岩作用、成岩阶段和成岩系列演化的主线, 也是孔隙演化的主线, 它把成岩作用、成岩阶段、成岩系列和孔隙类型等有机的紧密联系起来。

4 成岩作用的时空变化(成岩相)

4.1 成岩综合系数概念

在对储集特征的研究中, 为了对储层的描述和预测, 通过对成岩作用综合效应的研究及定量评价, 笔者提出了成岩相的概念及相应的研究方法。成岩相(简称DRF)是指影响储集性能的某种或某几种成岩作用综合效应及其分布的储集空间的组合。它是沉积岩在成岩过程中经过一系列的成岩演化后形成的目前面貌。

为了定量描述成岩作用对储集性能的综合影响, 即成岩作用的综合效应, 采用“成岩综合系数(C_D)”这一参数, 其表达式为^[3,4]:

成岩综合系数(C_D)=
$$\frac{\text{孔隙度}}{\text{视压实率} + \text{视胶结率} + \text{微孔隙率}} \times 100\%$$

其中: 视压实率(α)反映机械压实作用对原始孔隙空间体积的影响程度; 用下式表达:

视压实率(α)=
$$\frac{40 - \text{粒间孔体积}}{40} \times 100\%$$

式中 40 为假定研究区沉积物的原始粒间孔隙度; 粒间孔体积为岩石铸体薄片下粒间孔隙度体积与胶结物体积之和。一般当 α 值大于 70% 为强压实; α 值介于 70% ~ 30% 为中等压实, 而 α 值小于 30% 为弱压实。

视胶结率(β)反映胶结作用对原始孔隙空间体积的影响程度。

视胶结率(β)= $\frac{\text{胶结物体积}}{\text{胶结物体积}+\text{粒间孔体积}}\times 100\%$

一般认为,当 β 值大于70%时,胶结程度强; β 值介于70%~30%为中等胶结; β 值小于30%时,胶结程度弱。

微孔隙率= $\frac{\text{物性孔隙度}-\text{面孔率}}{\text{物性孔隙度}}\times 100\%$

因此,在成岩综合系数表达式中,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。成岩综合系数能够较全面的反映储层在经历各种成岩演化以后,对储层孔隙空间的影响程度。在孔隙度一定的情况下,若某样品的视压实率较低,胶结率也较低,且微孔隙不发育,则成岩综合系数高;若样品的视压实率高,胶结率也较高,且微孔隙发育,则成岩综合系数低。因此,可以用成岩综合系数来定量表征各种成岩作用对储集空间变化影响的综合效果,其值越大,说明使储集性变好的成岩作用影响越大,而使储集物性变差的成岩作用则影响较小。

4.2 成岩相划分

利用岩石薄片观察的粒间孔、胶结物含量和相应岩心物性分析孔隙度,可分亚段求取部分井点的视压实率、视胶结率和综合成岩系数。在选择样品时,尽量扣除那些特殊岩性的样品,如灰质砂岩,以保证计算结果的准确性和代表性。利用求取的视压实率与视胶结率作交会图(图2),结合成岩综合系数与孔隙度,可以将潍北油田孔一中、孔一下和孔二中亚段储层划分为六种类型的成岩相:

DRF1 型 该类型以弱压实,中胶结,储层埋深小于1000m为特点,其主要分布在孔一下亚段,由于埋藏较浅,压实作用弱,平均孔隙度高达30%,成岩综合系数最大,为30.4%,为本区最好的储层。

DRF2 型 该类型以中压实,弱胶结,储层埋深550~1900m为主要特点,主要分布在孔一中和孔一下,岩性以细砂岩和粗粉砂岩为主,由于胶结作用不发育,且埋藏相对较浅,岩石粒径大,抗压实能力强,粒间孔发育,储层物性好,平均孔隙度为28.6%,成岩综合系数为25.3%,构成本区次好的储层。

DRF3 型 该类型以中压实,中胶结,储层埋深600~2000m为主要特点,岩性以较粗粉砂岩为主,受胶结作用影响,岩石孔隙度比DRF2型小,平均孔隙度为23.7%,成岩综合系数

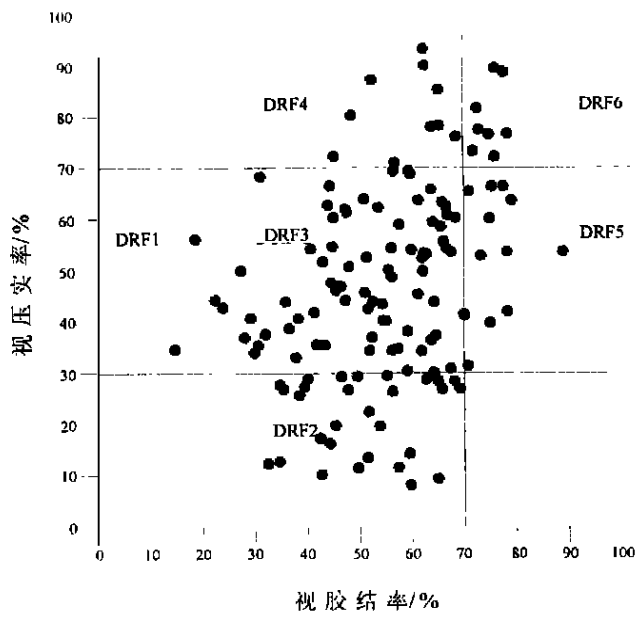


图2 成岩相分区图
Fig.2 Division of diagenetic phases

为15%,构成本区较好的储层。

DRF4 型 该类型以中压实,强胶结,储层埋深800~2600m为主要特点,主要分布在孔一下亚段,因胶结作用强,胶结物含量高,微孔隙发育,平均孔隙度为16.7%,成岩综合系数为7.6%,构成本区最差的储层。

DRF5 型 该类型具强压实,中胶结,储层埋深1600~2400m特征,其主要分布在孔二中亚段,为较粗粒砂岩,埋藏深度大,压实作用强,粒间孔明显减小,但处于晚成岩A亚期,溶蚀孔特别是长石溶蚀孔发育,平均孔隙度可达21%,成岩综合系数为10.6%,也为本区较差的储层。

DRF6 型 该类型具强压实,强胶结,储层埋深以1200~1900m为特征,其埋藏深度较大,又加之胶结作用强,储层物性应该较差,但因发育有一定的次生孔,平均孔隙度达19.4%,成岩综合系数为8%,构成本区次差的储层。

4.3 成岩相变化特征

研究区孔店组主要储层为孔一中亚段、孔一下亚段和孔二中亚段,主要发育 DRF3 相。其中孔二中亚段以浊流沉积为主,岩石粒度较粗,但杂基含量高,受埋深影响,在研究区北部局部发育有强压实、中胶结的 DRF5 相,孔隙度平均为17.6%,渗透率平均为 $190.4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,储层物性在三亚段中最差。孔一下亚段主要为扇三角洲与浅湖沉积,除发育 DRF3 相外,研究区的南部还发育有 DRF1 相,研究区北部发育有 DRF5 相,西北发育有 DRF4 相,局部则发育 DRF6 相,孔隙度平均为23.8%,渗透率平均为 $242.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,成为研究区储层物性最好的亚段。孔一中亚段大面积发育有 DRF3 相,局部发育有 DRF1 相和 DRF2 相,储层物性中等,孔隙度平均为23.2%,渗透率平均为 $178.2 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

5 结论

(1)淮北油田孔店组储层岩石类型主要为长石砂岩、岩屑砂岩、岩屑长石砂岩或长石岩屑砂岩等近源沉积岩类。

(2)淮北油田孔店组储层成岩作用类型主要包括压实作用、胶结作用和次生溶蚀作用,其中压实作用是使储层原生孔隙度迅速变差的主要因素。

(3)利用视压实率与视胶结率作交会图,结合成岩综合系数和孔隙度,可以将孔店组储层划分为6种成岩相,其中以弱压实、中胶结的 DRF1 型储集性为最好,中压实强胶结的 DRF4 型储集性最差。

(4)淮北油田孔店组储层主要属中压实、中胶结的 DRF3 型,其次是强压实、中胶结的 DRF5 型与弱压实、中胶结的 DRF1 型。

参考文献:

- [1] 冯增昭,等.沉积岩石学[M].北京:石油工业出版社,1993.
- [2] 丘东洲,等.准噶尔盆地西北缘三叠-侏罗系储层沉积成岩与评价[M].成都:成都科技大学出版社,1995.
- [3] 张一伟,等.陆相油藏描述[M].北京:石油工业出版社,1997.
- [4] 彭仕宓,等.油藏开发地质学[M].北京:石油工业出版社,1998.