

张强凹陷上侏罗统成岩作用及储层分布

曾 伟

(石油勘探系)

摘要 上侏罗统碎屑岩为成熟度低的岩屑砂岩,岩石经历了多种成岩变化,降低孔隙度的成岩作用主要为压实作用和方解石、沸石、伊利石及绿泥石的胶结作用,增大孔隙度的成岩作用为溶蚀作用。储层有 5 种成岩演化序列,相应的有 5 种成岩相,以绿泥石胶结成岩相储层物性最好。成岩相与沉积相、成岩作用阶段及最大埋深有关。成岩相分布决定了储层分布,从而可利用成岩相比较准确预测储层发育带。

主题词 孔隙度;成岩作用;成岩相;储层分布

中图法分类号 P586

前 言

张强凹陷地处辽宁省北部康平县和内蒙古自治区东南隅的哲里木盟,是在海西褶皱基底和前寒武纪基底上发育起来的晚侏罗世—早白垩世断陷,基底埋藏深度约 3600 - 4200 米。凹陷内沉积了上侏罗统地层厚 3200 - 3400 米,白垩系地层厚 350-850 米。凹陷呈近南北向狭长状,向北开口和散都凹陷相连。目前在凹陷内共完成地震测线 800 KM,钻井七口,其中在凹陷北部一口井获工业性油流,证明张强凹陷是一个值得进一步勘探的含油新区。

1 成岩作用特征

凹陷内上侏罗统碎屑岩经历了多种成岩变化(表 1),对碎屑岩储层物性有很大影响。降低孔隙度的成岩作用有压实作用和方解石、沸石、绿泥石及伊利石的胶结作用,增大孔隙度的成岩作用为溶蚀作用。

1.1 压实作用

在上伏重荷压力下,碎屑颗粒的填集状态会重新调整,向着致密方向转化,从而降低孔隙度。观察到的压实现象有:火山岩屑及泥页岩屑的变形及假杂基化,云母类片状矿物的弯曲变形及定向排列,介壳类化石的断折,刚性颗粒的破裂。压实作用是本区碎屑岩孔隙度降低的主要成岩作用,因为岩石类型为贫石英的岩屑砂岩,火山岩屑及泥页岩屑等塑性颗粒含量高达 80% 以上,这些柔性颗粒在压力作用下发生塑性变形,挤入邻近的孔隙空间,从而引起孔隙度极大降低。统计结果表明,50~80% 的孔隙损失是由压实作用引起的,它可造成 20% 以上的孔隙度减小。

表1 上侏罗统碎屑岩主要成岩作用现象及对孔隙度影响

成岩作用类型		主要成岩变化	对孔隙度影响
压实作用		使碎屑颗粒接触紧密,塑性颗粒变形	降低孔隙度
胶结作用	方解石	粒状亮晶及连晶,充填孔隙,交代颗粒	
	自生粘土	伊利石及绿泥石,孔隙衬垫	
	沸石	充填孔隙,交代早期形成的胶结物	
	其它	少量石英、高岭石、白云石、黄铁矿的胶结充填	
碎屑颗粒的蚀变		火山岩屑和黑云母绿泥石化,长石高岭石化	影响小
交代作用		常见碳酸盐化和黄铁矿化	
溶蚀作用		溶蚀长石及火山岩屑,方解石及沸石少见溶蚀	
			增大孔隙度

1.2 胶结作用

1.2.1 方解石胶结作用

方解石为主要的胶结物,大部份样品中均有,含量变化范围大,在1~40%之间,一般在4~15%之间。方解石主要以粒状亮晶及连晶两种形式充填孔隙及交代颗粒。方解石胶结物形成时间有两个时期,一是沉积物发生严重压实之前,大量方解石充填于颗粒间,形成连晶基底式胶结,胶结物含量常在20%以上;另一期方解石胶结物形成时间稍晚,它充填于绿泥石衬垫形成后的残余粒间孔中,呈粒状孔隙式胶结,胶结物含量一般小于15%。方解石胶结物的钙质来源与介壳化石有关,凡含大量介壳化石的层段(>20%),岩石都呈连晶基底式胶结,靠近介壳化石段的岩石或含少量介壳化石的岩石呈方解石的粒状孔隙式胶结。

1.2.2 伊利石胶结作用

伊利石为主要的自生粘土矿物之一,含量一般在2~7%之间,在电镜下呈弯曲片状,在显微镜下呈薄片状平行颗粒生长,形成颗粒包壳,包壳厚0.01~0.03mm。这种粘土边是早期成岩的产物^[1],是砂岩中不稳定的中酸性喷出岩屑在沉积后发生变化,使硅、铝、铁、镁等成分进入孔隙流体后在碎屑颗粒边缘形成的。

1.2.3 绿泥石胶结作用

绿泥石也为主要的自生粘土矿物,分布普遍,含量一般为1~6%,呈纤维状垂直颗粒生长形成垂直衬垫,部分还垂直生长在伊利石包壳之上,表明其形成时间晚于伊利石。绿泥石胶结物的形成与火山岩屑的蚀变有关,镜下可见火山岩屑直接蚀变为绿泥石,绿泥石的生长方式和在孔隙处的桥接,对储层渗透率有很大影响,即使储层有较高孔隙度时(20%左右),渗透率仍很低($<10 \times 10^{-3} \text{um}^2$)。

1.2.4 沸石胶结作用

沸石为一较常出现的自生矿物,含量一般为2~7%,最高可达10%以上,呈它形充填于粒间孔中,并交代早期形成的胶结物(如绿泥石)。沸石广泛分布于火山质碎屑岩中,本区大量的中酸性喷出岩屑为沸石的形成提供了物质基础。沸石的形成似乎与有机质成熟、酸性水溶蚀长石及火山岩屑有关。沸石胶结物的另一个特点就是不与方解石胶结物共生。

1.3 溶蚀作用

主要见长石及火山岩屑的溶蚀,以长石为主,火山岩屑中也主要是长石斑晶溶蚀,胶结

物(如方解石、沸石等)和其它碎屑颗粒少见溶蚀现象。溶蚀作用形成的次生孔隙度一般在1-3%之间,主要是粒内溶孔和少量铸模孔。溶蚀作用与有机质成岩演化有关,侏罗系干酪根类型主要为腐植型,这种干酪根在成油过程中有两个特点,一是它们生成大量的羧酸,羧酸与金属阳离子结合产生羧酸盐,它可以缓冲流体的PH值,第二个特点是产生大量的CO₂。这样在继续加酸时PH值保持不变又有高CO₂分压的情况下,长石易于溶解而碳酸盐不被溶解^[2]。张强凹陷大部分地区有机质已进入成熟阶段。

2 成岩作用阶段划分与成岩演化顺序

根据4口井的粘土矿物组合特点,有机质成熟度指标、砂岩中自生矿物的形成次序及岩石结构、构造特点等,把上侏罗统成岩作用划分为3个阶段:

(1)早成岩期A亚期:最大埋藏深度小于1000m,有机质未成熟,镜质体反射率 $R_0 < 0.4$,孢粉颜色为黄色,色变指数 < 2 。泥岩混层粘土中蒙脱石层大于70%。砂岩中的成岩变化有压实作用和伊利石、绿泥石及连晶方解石的胶结作用。孔隙类型为原生孔隙。

(2)早成岩期B亚期:最大埋深小于1300米。有机质半成熟,镜质体反射率 R_0 在0.4-0.5之间,孢粉颜色为深黄色,色变指数2-2.6。泥岩混层粘土中蒙脱石层占70-50%。砂岩中的成岩变化有压实作用,压溶作用开始出现,微晶石英和粒状亮晶方解石的胶结作用。孔隙类型为原生孔隙。

(3)晚成岩期A亚期:最大埋藏深度大于1300m。有机质成熟, $R_0 > 0.5$,孢粉颜色为桔黄色,色变指数为2.6-3.0。泥岩混层粘土中蒙脱石层占50-20%。砂岩的成岩变化有压溶作用,少量片状绿泥石、高岭石、白云石及黄铁矿的胶结和交代作用,沸石的胶结作用,这个阶段烃类及酸性水产生,溶蚀作用发生。孔隙类型为原生孔与次生孔的混合型。

3 成岩演化序列与成岩相

上述各种成岩作用并非在每一种岩石中都发生,不同岩石有不同的成岩演化特点,因而其储集物性互不相同。根据5口井的薄片研究,上侏罗统碎屑岩有5种成岩演化序列(图1),因而表现出5种成岩相。所谓成岩相就是沉积物在成岩演化过程中发生的主要成岩变化及其产物。序列I为强烈碳酸盐化成岩相,主要成岩变化为大量方解石的胶结作用,方解石胶结物含量在20%以上,呈连晶基底式胶结,压实作用弱,没有溶蚀作用。岩石孔隙度小于6%,渗透小于 $0.1 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 。序列II为方解石胶结成岩相,方解石胶结物含量要少得多,共含量一般在10%左右,呈粒状孔隙式胶结。除方解石的胶结作用外,还有伊利石、绿泥石的胶结作用、压实作用和溶蚀作用。岩石孔隙度一般为6-10%,渗透为 $0.1 - 1 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 。序列III为沸石胶结成岩相,成岩变化以沸石的胶结作用为特征,其含量一般为2-7%,其它成岩变化有伊利石、绿泥石的胶结作用、压实作用和溶蚀作用。岩石孔隙度为6-10%,渗透率为 $0.1 - 1 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 。序列IV为绿泥石胶结成岩相,成岩变化以绿泥石的胶结作用为特征,其含量在3%左右,其它成岩变化有伊利石的胶结作用、压实作用和溶蚀作用。岩石物性好,孔隙度为10-20%,渗透率为 $1 - 10 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 。序列V为强压实成岩相,成岩变化几乎仅有压实作用,那些分选差、杂基含量高、粒度细的岩石就主要发生这种成岩变化。岩石储集物性差,孔隙度小于6%,渗透率小于 $0.1 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 。以孔隙度6%,渗透率 $0.1 \times 10^{-3} \text{um}^2$ 为储层不限,绿泥石胶结成岩相可成为好储层,沸石胶结成岩相和方解石胶

结成岩相可作为差储层,而强烈碳酸盐化成岩相和强压实成岩相只能为非储层。

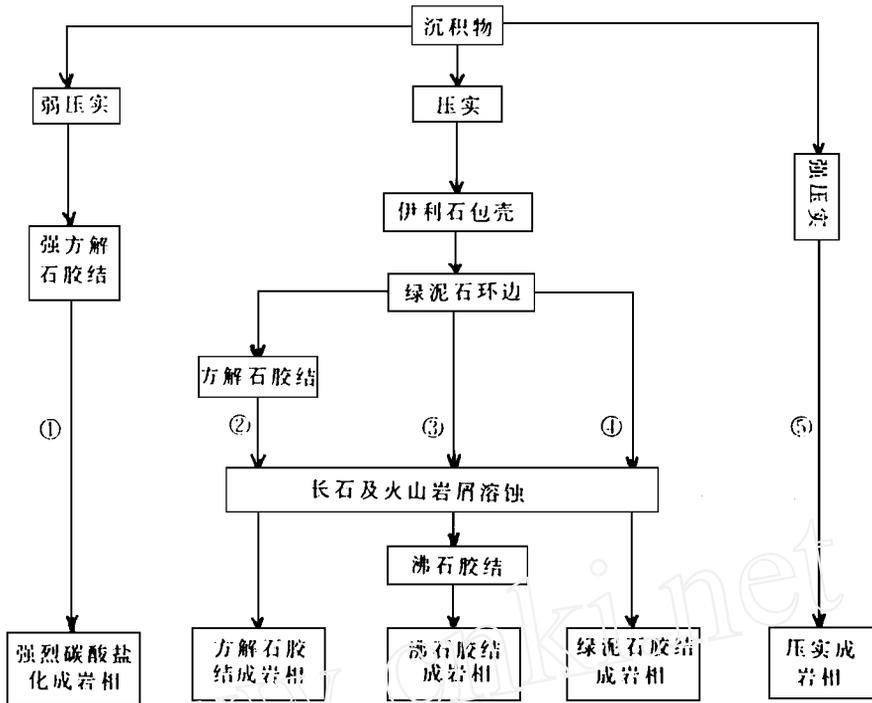


图 1 张强凹陷上侏罗统储层成岩演化序列

4 成岩相及储层分布

成岩相与储层物性密切相关,成岩相分布决定了储层分布,而成岩相又与沉积相和最大埋深有关。根据 5 口井的钻探资料及区域沉积相研究,作出张强凹陷上侏罗统储层的成岩相及储层分布的剖面和平面的图(图 2、图 3)。强烈碳酸盐化成岩相主要见于含丰富介壳化石的层段中,沉积相上主要为辫状河三角洲前缘河口坝和滨浅湖(图 2)。方解石胶结成岩相一般都位于靠近介壳化石层段或含少量介壳化石的层段中,沉积相为三角洲前缘水下分流河道。沸石胶结成岩相见于最大埋深超过 1300 米的层段中,且其中无方解石胶结物,也即在有机质成熟、成岩阶段为晚成岩 A 亚期的地方发育这种成岩相,沉积相为三角洲分流河道。绿泥石胶结成岩相见于最大埋深不超过 1300 米,且无方解石胶结的层段中,也即在有机质未成熟、成岩作用阶段为早成岩 B 亚期或 A 亚期的地方。沉积相为三角洲分流河道。强压实成岩相主要受沉积相控制,那些粒度细、杂基含量多的三角洲前缘席状砂和浅湖砂主要就是这种成岩相。由此可见,好储层分布于辫状河三角洲发育且埋深小于 1300 米的地带,差储层主要分布于埋深大于 1300 米的辫状河三角洲中,在埋深小于 1300 米的辫状河三角洲前端,由于介壳化石含量的增多,也有差储层发育。非储层分布于三角洲的最前缘部分和滨浅湖砂体中。

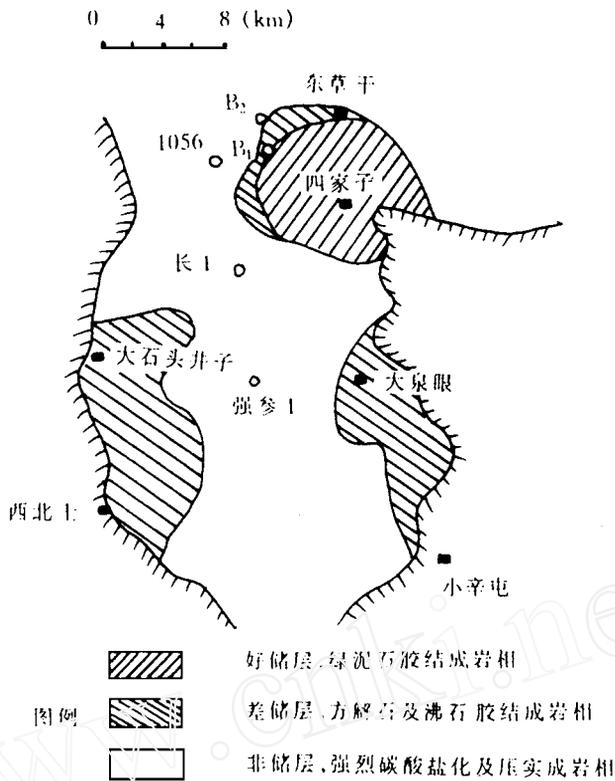


图 3 张强凹陷上侏罗统成岩相及储层分布图

5 结论

(1) 岩石主要成岩变化有压实作用、溶蚀作用和方解石、绿泥石、伊利石及沸石的胶结作用。

(2) 最大埋深 < 1000M, 岩石处于早成岩 A 亚期, 1000 - 1300M 为早成岩 B 亚期, > 1300m 为晚成岩 A 亚期。

(3) 碎屑岩有 5 种成岩演化序列, 相应的有 5 种成岩相, 成岩相与沉积相及最大埋深有关。

(4) 成岩相决定了储层物性好坏及储层分布, 好储层分布于湖盆北边的四家子三角洲范围内, 该地区石油地质条件好, 为勘探有利地区。

参 考 文 献

- 1 郑浚茂, 庞明. 碎屑储集岩的成岩作用研究. 中国地质大学出版社, 1989
- 2 Surdam et al. Organic - Inorganic Interactions and Sandstone Diagenesis, AAPG Bull, 1989(1)

JOURNAL OF SOUTHWEST PETROLEUM INSTITUTE

Vol. 18 No. 4 Nov 1996

ABSTRACT

Prediction of Formation Fracture Pressure Based on Grey Artificial Neural Network Logging , JSWPI, 1996, 18(4) :1 ~ 8

Of the new information processing techniques, both grey mode and artificial neural network mode can be used to solve the problems of pattern - recognition and parameter calculation in fine log interpretation and reservoir description. On the basis of GM(U,N) mode and BPANN mode, this paper introduces an improved method (GMUNBPANN) to estimate parameter, and then analyzes the feasibility of formation fracture pressure prediction by using well logging data. Taking the central gas field in H basin as an example, we have built a special grey BPANN mode to calculate the rock fracture pressure of Ahihezi andd Majiagou formation by making full use of test data and log information, and applied it successfully to 25 oil - gas wells. The result shows that this method is easy, practical and can make an accurate prediction, thus providing a new approach for the prediction of formation fracture pressure from well logging curves.

Key words: Mode; Logging neural network; Formation fracture pressure

Xia Hongquan (Dept. of Petroleum exploration, SWPI, Sichuan, 637001)

Diagenesis and Reservoir Distribution of Upper Jurassic Series in Zhangqiang Hollow , JSWPI, 1996, 18(4) :9 ~ 14

The clastic rock of Upper Jurassic Series is a low mature litharenite. Many diageneses have happened in reservoirs. The diageneses which decrease the porosity of reservoirs are compaction, cementation of calcite, zeolite, illite and chlorite. The diagenesis which increases the porosity of reservoirs is corrosion. There are five diagenetic sequences and facieses in reservoirs. The diagenetic facies of chlorite cement has the highest porosity of all the facieses. Diagenetic facieses are correlated with sedimentary facieses, diagenetic periods and maximum burial depth. Since reservoirs are decided by diagenetic facieses, reservoirs can be accurately forecast by them.

Key words: Porosity; Diagenesis; Facies; Reservoir distribution

Zeng Wei (Dept. of Petroleum exploration, SWPI, Sichuan, 637001)

Wave Field Simulation Method of Effect of Reservoir Parameters on Seismic Wave Propagation Characteristic , JSWPI, 1996, 18(4) :15 ~ 18

In this paper, through the numerical simulation of the seismic wave field in reservoirs, we have quantitatively discussed how the porosity, permeability and viscosity of reservoirs affect the amplitude and velocity of wave propagation in reservoirs, which has laid a foundation for the later quantitative study of the relationship between the reservoir parameters and the seismic wave propagation characteristics.

Key words: Reservoir parameter; Wave field simulation; Seismic wave propagation

Shi Yumei (Dept. of Petroleum exploration, SWPI, Sichuan, 637001)