

海上中轻质油藏氮气泡沫微球复合调驱研究与应用

王 龙, 阳晓燕, 温慧芸, 吴晓慧, 刘美佳

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459)

摘要:水平井具有泄油面积大、初期产能高、无水采油期长等特点,在海上油田开发中得到广泛应用。但水平井一旦见水,则含水上升较快、产量递减大。目前海上针对水平井的后期调整措施相对有限,且措施效果不一。为了封堵高渗通道,扩大水平井注水波及体积,改善水驱开发效果,开展了中轻质油藏水平井氮气泡沫微球复合调驱研究,并在BZ29油田进行了实施。方案设计注入微球浓度为0.2%、起泡剂浓度为0.5%~0.7%、气液比为1:1、注入段塞体积为 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3$,采用多段塞注入的方式。调驱实施结束2个月后油井见效,受效井最大日增油量 92 m^3 ,含水率下降12.9%。

关键词:复合调驱 中轻质油藏 水平井网 海上油田 优化设计

中图分类号:TE341

文献标志码:A

Composite profile control and flooding by nitrogen foam/microspheres for offshore medium – light oil reservoirs and its application

WANG Long, YANG Xiaoyan, WEN Huiyun, WU Xiaohui, LIU Meijia

(Tianjin Branch of CNOOC Ltd., Tianjin 300459, China)

Abstract: Horizontal wells are widely used to develop offshore oilfields because of their characteristics of large drainage area, high initial production capacity and long period of waterless oil recovery. However, once water is found in horizontal wells, the water cut rises quickly and the production decreases greatly. At present, the late adjustment measures for horizontal wells in offshore oilfields are relatively limited, and the effects are different. In order to block the high permeability channel, expand the swept volume of water injection, and improve the development effect of water flooding, it was carried out studies on the composite profile control and flooding by nitrogen foam / microspheres for horizontal wells in medium – light oil reservoir, and a pilot was carried out in BZ29 Oilfield. The project design is as follows: the concentration of microspheres is 0.2%, the concentration of foaming agent is 0.5% – 0.7%, the gas – liquid ratio is 1:1, the volume of injected slug is $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3$, and the multi – slug injection mode is adopted. After the completion of the implementation, it took two months to begin effect in oil wells, with a maximum increase of daily oil production of $92 \text{ m}^3/\text{d}$ and a maximum decrease in water – cut of 12.9%.

Key words: composite profile control and flooding; medium – light oil reservoir; horizontal well pattern; offshore oilfields; optimization design

调驱是在调剖的基础上,通过注入驱替剂进一步驱出油层中的原油,以降低油井含水,改善注水开发效果,提高原油采收率^[1-5]。调驱技术发展多年,在陆地油田和海上部分油田已经进行了一系列矿场应用,并取得了一定效果^[6-9]。泡沫调驱是在水气交替注入的基础上加入表面活性剂,生成的泡沫可以有效降低驱替体系的流度,改善驱替相与被驱替相的流度比,泡沫的贾敏效应可以封堵大孔道,同时对油水具有选择性封堵作用。体系中的表面活性剂

可以减小油水界面张力,提高洗油效率^[10-11]。微球调驱的作用机理则是遇水膨胀、逐级封堵孔喉,最终实现深度调剖^[12-13]。

此前海上SZ油田及QHD油田进行过矿场调驱,但不论是从流体性质还是从井网井型方面看,都

收稿日期:2018-12-13;改回日期:2019-01-15。

第一作者简介:王龙(1989—),工程师,现主要从事海上油气田开发方面的研究工作。E-mail:wanglong17@cnooc.com.cn。

与BZ29油田存在较大差异^[14-16]。BZ29油田以水平井开发为主,目前综合含水率67%,动用探明原油地质储量采出程度14.4%,逐渐进入产量递减阶段。水平井见水后存在优势渗流通道,油水井治理难度大、治理手段有限。为了封堵高渗通道,扩大水平井注水波及体积,改善水平井开发效果,开展了中轻质油藏氮气泡沫微球复合调驱技术研究。

1 油田概况

1.1 油藏地质特征

BZ29油田是水平井开发的中高渗、中轻质复杂断块油田,位于明下段Ⅲ油组。A砂体是BZ29油田的主力砂体之一,如图1所示。A砂体平均有效厚度7.2 m,孔隙度32.6%,渗透率 $1\,266 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,地下原油粘度 $16.11 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。砂体采用2注(C11H、C17H)4采(C12H、C13H、C15H、C16H)水平井进行注水开发,注采井网完善。其中注水井C11H井对应的主要受效油井为C12H和C13H井。

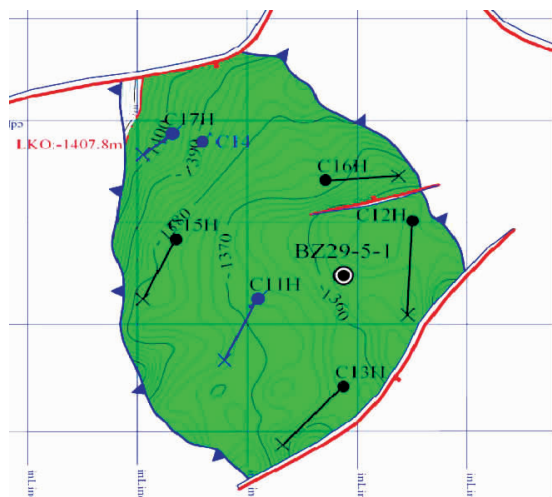


图1 A砂体含油面积

1.2 目标井组分析

2016年3月,A砂体综合含水率57.2%,采出程度14.4%。其中注水井C11H日注水量 805 m^3 ,注水井C17H日注水量 404 m^3 ,对应4口采油井日产液 $1\,117 \text{ m}^3$,日产油 482 m^3 。其中C12H井日产液 597 m^3 ,日产油 170 m^3 ,含水率71.5%;C13H井日产液 135 m^3 ,日产油 64 m^3 ,含水率52.2%。分析油井生产动态,并结合油藏数值模拟结果及砂体属性分布规律,认为C11H与C12H井间存在明显注水优势通道,如图2所示。为了改善主力砂体注水开发效果,确定对该砂体C11H井实施氮气泡沫微球复合调驱。

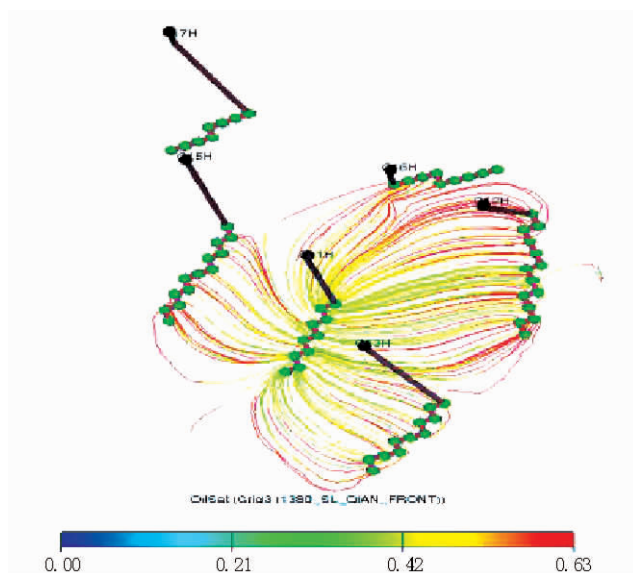


图2 A砂体数值模拟流场分布

2 方案设计与研究

2.1 调驱整体思路

调驱的整体思路是:①注入微球前置段塞封堵高渗通道;②注入多个泡沫调驱主段塞,实现液流转向,并根据实施过程中注入情况进行调驱注入参数调整;③调驱结束后恢复注水,扩大水驱平面波及体积。

2.2 微球注入参数设计

为了确保微球能够有效注入油层、起到良好的封堵效果,根据微球初始粒径、遇水完全膨胀粒径及完全膨胀时间等确定注入微球体系。一般原则为微球初始粒径小于 $1/7$ 油层孔隙直径,微球膨胀后粒径大于 $1/3$ 油层孔隙直径。A砂体实际渗透率为 $1\,266 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,平均孔隙直径 $0.8 \sim 10 \mu\text{m}$ 。根据以上原则确定微球体系为核壳球2100(初始尺寸 $400 \sim 800 \mu\text{m}$,膨胀尺寸数十微米)。考虑阻力因子与注入微球浓度关系及最大注入压力限制,确定注入微球浓度为0.2%。

2.3 泡沫体系筛选

前期通过室内物理模拟实验对起泡剂进行优选,见表1和表2。从表中可以看出,起泡剂HX-SD和HX-Foam-I具有良好的稳定性,泡沫半衰期相对较长,但后者在岩心实验中没有起到有效的封堵作用,故选择起泡剂为HX-SD。同时,随着起泡剂浓度的增加,泡沫体积和半衰期都逐渐增加,但起泡剂浓度增加到0.5%时,泡沫体积和半衰期趋于稳定。因此,优化起泡剂浓度为0.5%~0.7%,见表3。

表 1 不同起泡剂特征参数对比

起泡剂	泡沫浓度/%	发泡量/mL	排液半衰期/min	综合指数	泡沫半衰期/min	备注
HX-SD	0.1	415	12	4 980	263	泡沫衰败不大
	0.3	575	21	12 075	259	
	0.5	600	25	15 000	253	
FCY-06	0.1	430	6	2 580	38	泡沫很快出现空心
	0.3	505	7.2	3 636	40	
	0.5	525	8.7	4 567.5	60	
HX-Foam-I	0.1	455	8	3 640	246	泡沫衰败不大
	0.3	555	19	10 545	237	
	0.5	565	27	15 255	230	

表 2 不同起泡剂阻力因子及残余阻力因子结果

起泡剂	岩心渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	孔隙度/%	阻力因子	残余阻力因子
HX-SD	6 434	34.2	210	20
FCY-06	6 311	32.6	177	10
HX-Foam-I	6 628	33.5	未封堵	未封堵

表 3 起泡剂 HX-SD 浓度优选

起泡剂浓度/%	溶液体积/mL	起泡体积/mL	半衰期/min
0.1	100	350	7.5
0.3	100	365	8.8
0.5	100	410	10.0
0.7	100	430	10.5
1.0	100	440	10.3

2.4 注入参数及方式研究

建立 BZ29 油田 A 砂体油藏数值模拟模型,对砂体及单井的含水率、产油量、油层压力等进行历史拟合,使模型能够较好地符合油层的实际情况。历史拟合曲线与实际生产变化动态非常接近,历史拟合达到预期目的。在历史拟合的基础上,使用 CMG 化学驱数值模拟软件对影响泡沫调驱效果的气液比、段塞体积、注入方式等关键参数进行研究与优选。

2.4.1 气液比研究

选择气液比为 0.5、1.0、2.0、3.0 和 4.0 的 5 个模型的模拟结果进行对比分析,如图 3 所示。研究结果表明,随着气液比的增加,采收率逐渐增加,最大采收率达到 50.3%。气液比大于 3 后,采收率开始下降。这主要是因为气液比较小时,生成的气泡量也较少,驱替剂封堵效果相对较弱,随着气液比的增加,驱替剂发泡能力增强,产生的大量泡沫导致泡沫的视粘度增大,降低了驱替相与被驱替相的流度比,改善了驱替效果。当气液比过大时,气体发生气窜现象,提高

采收率幅度有所下降。因此气液比在 1~3 之间时,可以有效地发挥泡沫的驱替作用。同时,研究表明随着气液比的增加,渗流阻力增大,注入压力会大幅增加。考虑到海上平台施工空间对设备和注气量的限制以及单井最大注入压力 9.7 MPa 限制,推荐气液比在 1 以上,结合实际情况进行优化。

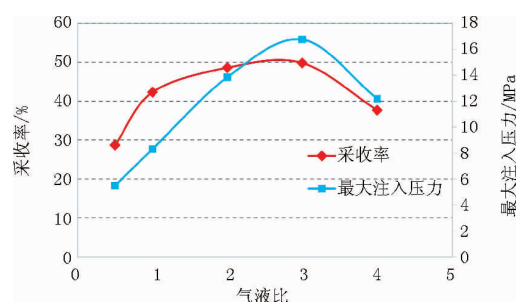


图 3 采收率、最大注入压力与气液比关系

2.4.2 段塞体积研究

选择段塞体积为 $0.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $1.5 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 的 4 个模型的模拟结果进行对比分析,研究结果表明,注入量较小时,含水率与采出程度曲线没有明显的变化。主要原因是注入量较小,无法有效地封堵大孔道。当注入量超过 $1.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 以后,含水率出现了明显的下降,如图 4 所示。说明此时泡沫体系封堵了大孔道,封堵有效。为保证调驱的实施效果,选择调驱段塞体积为 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

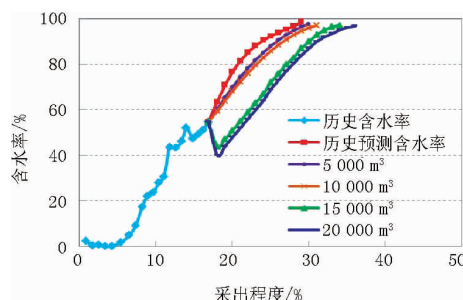


图 4 含水率与采出程度关系

2.4.3 注入方式研究

选取连续注入泡沫、注入两个段塞泡沫和注入三个段塞泡沫的3个模型的模拟结果进行对比分析,研究表明,注入方式对调驱效果也有较大的影响,段塞式注入方式明显优于连续注入方式,三个段塞注入方式相比连续注入方式,采收率增加10%以上,如图5所示。分析原因主要是交替注入方式可以使驱替体系更好地发挥协同作用,故选择段塞式注入。

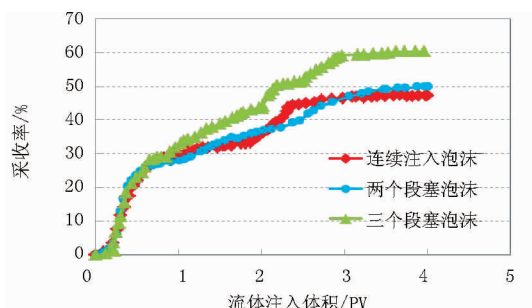


图5 不同注入方式预测效果

2.4.4 方案效果预测

综合以上参数优选结果,设计总调驱方案:注入前置段塞体积 $1.15 \times 10^4 \text{ m}^3$,微球浓度0.2%,注气量 $86.4 \times 10^4 \text{ Nm}^3$,注液量 $1.35 \times 10^4 \text{ m}^3$,注入地下体积 $2.16 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。预测结果表明,与水驱相比,调驱见效后含水率最大下降14.1%,实现净增油 $0.95 \times 10^4 \text{ m}^3$,有效期355天,如图6所示。

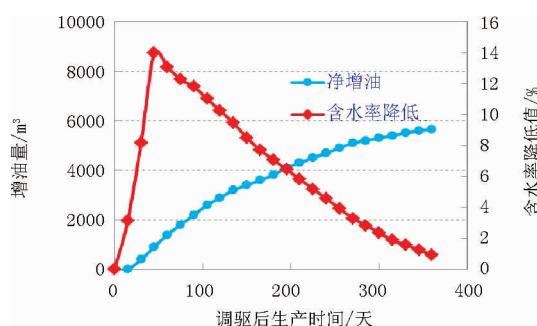


图6 调驱方案效果预测

3 实施效果

2016年3月,C11H井实施了复合调驱作业,采用微球+泡沫复合调驱工艺,共计注入微球20.4t,起泡剂46.6t,注入氮气 $91.6 \times 10^4 \text{ Nm}^3$,稳定剂6.5t,累计注入量 $4.03 \times 10^4 \text{ m}^3$,实际注入气液比1.1:1,2016年7月调驱作业结束。相比设计方案,注入泡沫及段塞用量超过方案设计要求,并增补了稳定剂 $2.72 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。

调驱结束后,C11H井组9月初含水率由80.5%下降至68.9%,含水率下降明显,井组日产油量由 163 m^3 增加至 273 m^3 ,其中C12H井最大日增油量 92 m^3 ,含水率下降12.9%,降水增油效果突出,如图7所示。调驱后砂体递减率得到有效控制,调驱前砂体月自然递减率为2.9%,调驱后实现“负递减”,有效期达到一年以上,实现当年累增油量 $3.53 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。A砂体含水率与采出程度曲线明显右偏,水驱效果得到显著改善,如图8所示。

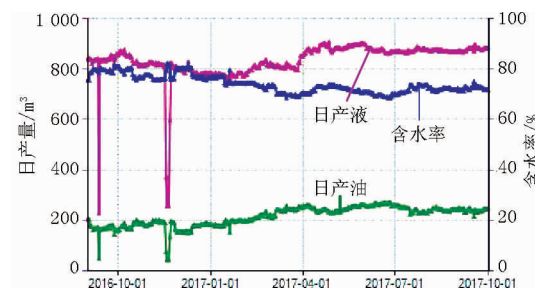


图7 C11H井组调驱后开采曲线

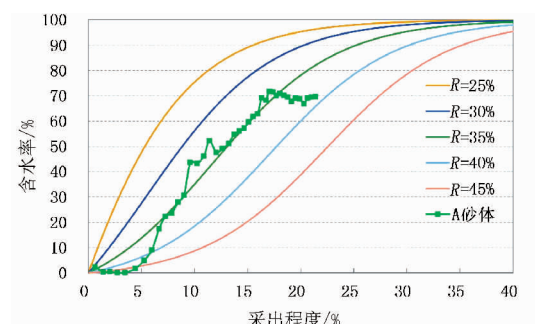


图8 A砂体含水率与采出程度曲线

4 结论

(1)生产动态表明,BZ29油田调驱后注水优势通道得到一定程度的抑制,降水增油效果明显,在渤海中轻质油田水平井中,首次实施氮气泡沫微球复合调驱并获成功,说明该技术能够有效扩大中轻质油藏注水波及体积,改善水驱开发效果,成为油田后续稳油控水的重要技术手段。

(2)利用油藏数值模拟方法对调驱参数进行敏感性分析,结合油田实际情况对调驱参数进行优选。研究表明,微球浓度0.2%,气液比为1、注入段塞体积为 $2.0 \times 10^4 \text{ m}^3$ 、采用段塞式注入的方式开发效果较好,方案预计含水率最大下降14.1%,实现净增油 $0.95 \times 10^4 \text{ m}^3$,有效期355天。

(3)从实际效果看,调驱后砂体自然递减率得到明显控制,受效单井最大日增油量 92 m^3 ,最大含水率下降12.9%,砂体实际增油量超过方案设计

$2.58 \times 10^4 \text{ m}^3$ 。分析原因主要是调驱实施过程中对注入参数进行及时调整,注入泡沫及段塞用量达到并超过方案设计,同时增补稳定剂确保了整体方案的效果。

参考文献:

- [1] 李宾飞. 氮气泡沫调驱技术及其适应性研究[D]. 北京: 中国石油大学, 2007.
- [2] 张彦庆, 刘宇, 钱昱. 泡沫复合驱注入方式、段塞优化及矿场试验研究[J]. 大庆石油地质与开发, 2001, 20(1): 46-48.
- [3] 王玉斗, 李茂辉, 温科扬, 等. 泡沫渗流机理及渗流模型研究[J]. 石油钻探技术, 2010, 38(4): 104-107.
- [4] 李晓南, 程诗胜, 王康月, 等. 中低渗油藏 C2 断块阜一段中高含水期调驱技术研究[J]. 复杂油气藏, 2014, 7(3): 53-56.
- [5] 苏毅, 赵德喜, 刘宁, 等. 双高油田复合调驱技术研究及应用[J]. 复杂油气藏, 2018, 11(2): 79-83.
- [6] 周东, 冯海全, 李明, 等. 国内外泡沫驱提高采收率技术发展现状[J]. 内蒙古石油化工, 2009, (17): 56-57.
- [7] 李雪松, 王军志, 王曦. 多孔介质中泡沫驱油微观机理研究[J]. 石油钻探技术, 2009, 37(5): 109-113.
- [8] 陈治中. 海上油田聚合物微球深部调驱技术应用研究[D].

北京: 中国石油大学, 2010.

- [9] 张勇. 海上 Q 油田聚合物微球在线深部调剖技术研究与应用[J]. 石油化工应用, 2016, 35(8): 19-24.
- [10] 赵长久, 么世椿, 鹿守亮, 等. 泡沫复合驱研究[J]. 油田化学, 2004, 21(4): 357-360.
- [11] 李和全, 郎兆新, 胡靖邦, 等. 泡沫复合驱数学模型[J]. 大庆石油学院学报, 1997, 21(3): 20-24.
- [12] 付光勇, 李辉, 陈怀满, 等. 沈 67 块聚合物微球调驱技术可行性研究[J]. 复杂油气藏, 2012, 5(3): 80-83.
- [13] 程诗胜, 李晓楠, 秦鹏飞, 等. F1 断块 E1F23 聚合物微球调驱先导试验研究与应用[J]. 复杂油气藏, 2012, 5(3): 64-68.
- [14] 彭星强, 沈德煌, 徐绍诚, 等. 氮气泡沫调驱提高稠油采收率实验——以秦皇岛 32-6 油田为例[J]. 油气地质与采收率, 2008, 15(4): 59-61, 65.
- [15] 彭星强, 王晓春, 罗富平, 等. QHD32-6 油田氮气泡沫调驱数值模拟研究[J]. 特种油气藏, 2009, 16(1): 71-74.
- [16] 李文静, 林吉生, 徐国瑞, 等. 绥中 36-1 油田氮气泡沫逐级调驱实验研究[J]. 科学技术与工程, 2016, 16(9): 177-180.

(编辑 韩 枫)

(上接第 26 页)

③晚期回升过程: 抬升剥蚀过后, 晚期接受盐城组沉积, 地层压力缓慢回升。当埋深大于古埋深时, 黏土矿物脱水以及烃源岩再次生烃形成异常压力, 并再次随着烃类流体的传导在阜一段、阜三段砂岩储层形成异常压力。新形成的异常高压远小于地质历史时期的异常高压幅度。

5 结论

(1) 高邮凹陷北斜坡阜宁组地层压力以常压为主, 仅有局部地区现今存在异常高压且幅度较小。异常高压主要发育在阜二段泥岩、阜三段底部砂岩储集层和阜一段顶部砂岩储层中。

(2) 生烃作用、黏土矿物脱水作用是高邮凹陷阜二段异常压力的主要成因, 其中黏土矿物脱水起辅助作用。流体传导超压是阜三段、阜一段砂岩储层超压的主要成因。

(3) 高邮北斜坡阜宁组异常高压的演化经历了早期增压、快速降压和晚期回升 3 个过程。

参考文献:

- [1] 陈中红, 查明. 东营凹陷超压流体封存箱与油气聚集[J]. 沉积学报, 2006, 24(4): 607-615.

- [2] 蒋有录, 查明. 石油天然气地质勘探[M]. 北京: 石油工业出版社, 2006: 240-244.
- [3] 郝芳. 超压盆地生烃作用动力学与油气成藏机理[M]. 北京: 科学出版社, 2005: 19-27.
- [4] 刘晓峰, 解习农. 东营凹陷流体动力系统研究[J]. 地质科技情报, 2006, 25(1): 55-59.
- [5] 解习农, 刘晓峰. 超压盆地流体动力系统与油气运聚关系[J]. 矿物岩石地球化学通报, 2000, 19(2): 103-108.
- [6] HUNT J M, WHELAN J K, EGLINTON L B, et al. Gas generation——A major cause of deep Gulf Coast over-pressures[J]. Oil & Gas Journal, 1994, 92(July 18): 59-62.
- [7] MAGARA K. Pressure sealing: An important agent for hydrocarbon entrapment[J]. Journal of Petroleum Science and Engineering, 1993, 9(1): 67-80.
- [8] 向才富, 冯志强. 松辽盆地异常压力系统及其形成原因探讨[J]. 地质学报, 2006, 80(11): 90-94.
- [9] 钱诗友, 郑元财, 吴峰, 等. 高邮凹陷北斜坡阜宁组异常高压发育特征[J]. 复杂油气藏, 2012, 11(2): 12-16.
- [10] 能源, 杨桥. 苏北盆地高邮凹陷晚白垩世—新生代构造沉降史分析与构造演化[J]. 沉积与特提斯地质, 2009, 29(2): 25-32.

(编辑 杨芝文)