

油气充注方式对油藏内油水分布特征的影响

——以东营凹陷永8断块油藏为例

李恒清, 杨少春, 路智勇

(中国石油大学(华东) 地球科学与技术学院, 山东 青岛 266555)

摘要:针对东营凹陷永8断块油藏储层特征和圈闭情况,建立了油藏物理实验模型,设计了连续充注和幕式充注2种类型的油气充注实验方案。结果表明:连续充注受储层层间非均质性和浮力的影响较为明显,油气首先充注构造高部位和渗透率最高的砂层,低渗透砂层受高渗透层的屏蔽作用为水层;幕式充注实验中,在油气供应量充足和充注压力超过一定值的状态下,油气进入圈闭不受构造位置高低和渗透率大小的影响。该结果与永8断块油藏现存油气分布状态及动力来源的分析结果吻合较好,可以认为永8断块油气藏的形成以幕式油气充注方式为主。

关键词:断块油藏 连续充注 幕式充注 油水分布特征 东营凹陷

中图分类号:TE122.13

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2012)02-0009-03

油气运移进入圈闭的油气充注过程是油气成藏的最后环节。研究不同充注方式下的油气分布规律是勘探开发的重要内容之一^[1-3]。针对某一油藏地质特征来研究油气充注方式如何影响油气分布的文献较少,主要原因是物理模型难以全面反映构造及沉积结构的复杂程度以及油气充注具体的时间、期次及充注量不易确定。然而,针对某一重要影响因素进行模拟实验,有利于提高对已发现油藏成藏规律的认识。以东营凹陷永8断块油藏为例,通过模拟开发成熟区的构造及储层情况,建立油藏充注实验物理模型,将油气充注方式分为连续和幕式2种,通过物理模拟实验,结合现今油气分布状态,来判断该油藏形成时的充注方式,有利于重新认识永新构造区的油气运移方式和成藏条件。

1 地质概况

1.1 构造特征

永8断块油藏位于东营凹陷中央隆起带东端,由2组断裂系统组成^[4-5],一组为北倾,呈东西走向;另一组为西倾,呈南北走向,由东向西依次编为1—6号断层,断块呈北高南低、中间高两侧低的断鼻构造。

1.2 圈闭组成

北部边界永8断层组从沙三段下亚段沉积时期

开始活动,至馆陶组沉积之后停止,前期活动形成的断距较大,造成砂岩层与泥岩层对接,具有较好的封闭能力;东部边界1号断层为背斜构造在重力作用下发生滑脱形成的^[6],上盘掀斜断块在重力的作用下自然下掉,形成逆牵引小背斜和反向次级断层;西部边界5号断层,由于断层由东向西呈阶梯式下掉,西部地势低,储层与5号断层对盘的薄砂泥互层段对接,具有较好的封闭能力;南部为永116断层东段的倾末端,具备优势油源通道条件^[7],3号断层与永116断层呈“入”字形相交,直接贯穿于构造顶部,是该油藏的主要供油通道。油藏三面由断层封闭,只有南部敞开,因此油藏的充注入口为3号断层,向两侧充注。

1.3 储层特征

研究区储层主要为沙二段(E_{s2}),由下至上划分为9个砂层组,其中 E_{s2}^5 — E_{s2}^9 砂层组为主要含油层。 E_{s2}^5 砂层组为三角洲平原沉积,主要发育河道沉积,砂层厚度较大,粒度粗,分选好,渗透率为 $2000 \times 10^{-3} \sim 5000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; E_{s2}^6 砂层组为三角洲水下平原沉积,主要发育水下河道沉积,砂层厚度中等,粒度较粗,分选较好,渗透率为 $1100 \times 10^{-3} \sim 3000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; E_{s2}^7 砂层组为三角洲前缘河口坝沉积,砂层厚度大,粒度中等,分选好,渗透率为 $4000 \times 10^{-3} \sim 8000 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; E_{s2}^8 砂层组为三角洲前缘远砂坝沉积,砂层薄,粒度较细,钙质胶结,渗透率为

收稿日期:2011-01-11。

作者简介:李恒清,男,在读博士研究生,从事油气地质和油藏描述研究。联系电话:13706366392,Email:lhqihengqing@163.com。

基金项目:国家油气重大专项课题“复杂油气藏精细表征及剩余油分布预测”(2011Z05009-003)。

$200 \times 10^{-3} \sim 780 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$; Es_2^9 砂层组为三角洲前缘席状砂沉积, 砂层薄, 粒度细, 钙质胶结, 渗透率为 $30 \times 10^{-3} \sim 280 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。

1.4 油水分布特征

永 8 断块油藏面积为 1.3 km^2 , 储量为 $1\,267 \times 10^4 \text{ t}$, 是中国陆相断块油田探明储量丰度最高的区块之一^[8]。通过对断块内 80 余口井的测井资料对比和油水界面识别, 油藏内油水分布具有 3 个特点 (图 1): ①整个油藏具有多个油水界面, 各层的油水界面高度各不相同; ②各层均有油气存在; ③各层的充满度不同, 其中中部 Es_2^7 砂层组的充满度最高, 底部 Es_2^9 砂层组的充满度最低。不同的油水界面说明油藏内部存在若干个油水压力系统, 给开发带来较大困难。研究油气的充注方式可以从成因角度揭示具体油气藏中油气水分布及原油物性变化规律; 根据油气运移遵循能量损耗最低的原理, 在成藏过程中, 油气在储层中的运移过程所经过的通道, 也正是开发过程中所要寻找的, 若能沿此通道布井开采, 更有利于提高油气藏最终采收率。

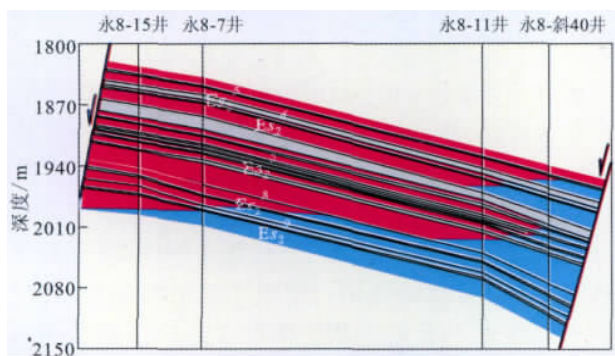


图 1 永 8 断块南北向油藏剖面

2 物理模拟实验

2.1 实验模型

为了了解油气充注方式对油气分布的影响, 根据永 8 断块油藏的油源断层所处构造位置、储层厚度比例和渗透率分布范围建立了油藏物理模型, 模型的长度、宽度和厚度分别为 50、30 和 20 cm。根据 Es_2^5 — Es_2^9 砂层组中各层的厚度和渗透率范围, 设计了 5 个不同厚度和渗透率的简化砂层, 实验用砂为各种不同粒径的白色石英砂, 润湿角近于 0° (亲水性), 砂层间用非渗透隔板隔离, 各层厚度、粒度组成和渗透率见表 1。以中性煤油代替原油, 密度为 0.75 g/cm^3 , 25°C 时的粘度为 $42 \text{ mPa} \cdot \text{s}$; 以蒸馏水代替地层水, 其密度为 1.0 g/cm^3 , 25°C 时的粘

度为 $1 \text{ mPa} \cdot \text{s}$ 。模型中的砂层先饱和水, 然后进行油驱水实验。

表 1 油气充注实验物理模型砂岩层参数

砂层组	砂粒直径/mm	渗透率/ $10^{-3} \mu\text{m}^2$	厚度/cm
Es_2^5	0.22 ~ 0.30	2 960	4
Es_2^6	0.11 ~ 0.16	1 356	4
Es_2^7	0.35 ~ 0.40	7 526	5
Es_2^8	0.06 ~ 0.09	752	3
Es_2^9	0.04 ~ 0.06	276	2

2.2 实验结果及分析

根据地质任务设计了 2 种充注方式的实验: ①连续充注方式, 即单一油相在某一注油速率下连续注入, 连续充注直到油流进出达到平衡状态为止, 注入速率与实验结果见表 2; ②幕式注入方式, 即模拟断层开启沟通烃源岩, 烃源岩处于幕式排烃状态, 充注实验通过在注入泵与实验模型之间增加一个可调排量和频率的高压容器来模拟幕式充注过程。幕式充注包含由排量和频率折合的注入速率和注入压力 2 个参数, 以不同折合注入速率和注入压力交叉组合设计了 4 个实验 (表 2)。

由于实际地质情况的复杂性远远超过对其的认识程度, 模拟实验的砂层模型只考虑到层间非均质性, 未考虑层内非均质性, 油藏的泄水口与实验中的泄水口形式也不同, 连续注入实验中注入时间与地史中实际充注时间相比过于短暂, 实验中也未考虑温度和原油粘度的影响等, 但实验结果能从某一方面合理地解释现有油气分布特征。

在油气连续充注实验过程中, 层间非均质性是油气分布的主控因素, 层间渗透率不同可以导致层间充注量的巨大差异。由实验可以看出, 油气优先充注 Es_2^5 和 Es_2^7 及 Es_2^6 高渗透层, Es_2^8 和 Es_2^9 低渗透层则无油气充注; 此外, 浮力大小对油气分布也起到十分重要的作用, 在实验 1 中油气并不是沿下部渗透率最高的 Es_2^7 砂层组充注, 而是优先充注顶部渗透率较高的 Es_2^5 砂层组, 即连续充注具有选择构造高部位砂层的特性。根据实验模型与实际地层的对应关系, 在连续充注模式下, 5 个砂层组的充注顺序为: Es_2^5 — Es_2^7 — Es_2^6 — Es_2^8 — Es_2^9 。照此模式, 永 8 断块油藏的油水分布特征应该是: Es_2^5 — Es_2^7 这 3 个砂层组的油气充满度高, Es_2^8 砂层组的油气充满度很低, Es_2^9 砂层组由于具有最低的渗透率和处于构造最低部位, 应该保持为纯水层, 但该结果与永 8 断块油藏的实际油气分布不符。在幕式充注模拟实

表 2 不同油气充注方式实验结果对比

实验 编号	连 续 充 注 方 式		幕 式 注 入 方 式		
	注入速率/ ($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	实 验 结 果	注入速率/ ($\text{mL} \cdot \text{min}^{-1}$)	注入压力/ MPa	实 验 结 果
1	0.05	油先进入 Es_2^5 砂层组, 不断驱替其中的水, Es_2^7 砂层组只有少量油进入	0.05	0.1	油先进入 Es_2^7 砂层组, 而 Es_2^5 和 Es_2^6 砂层组仅有少量油进入
2	0.1	与实验 1 相比, 除 Es_2^7 砂层组进入稍多油量外其他情况基本一致	0.05	5	油进入了所有砂层组, Es_2^7 砂层组进入的油量多于其他砂层组
3	1.0	Es_2^5 和 Es_2^7 砂层组先后大量进油并很快达到平衡状态, Es_2^6 砂层组有少量油进入, 渗透性最差的 Es_2^8 和 Es_2^9 砂层组进油量极少	1.0	0.1	油先后进入了所有砂层组, 并最终达到平衡
4	5.0	Es_2^5 — Es_2^7 砂层组很快充满油, 达到平衡状态时, Es_2^8 砂层组中只有少量油, Es_2^9 砂层组基本未进油, 仍保持为水层	1.0	5	各个不同渗透能力的砂层组几乎同时启动

验中, 根据油气充注速率不同, 实验结果表现为 2 种情况: ①低充注速率(代表油气供应不充足状态)。在实验 1 和 2 中油优先充注渗透率最高的 Es_2^7 砂层组, 这与连续充注试验中浮力影响油气分布的机理不同。在油气供应不足的情况下, 不论释放压力的高低, 烃源岩释放的能量大部分在输导过程中损失, 在充注圈闭时不能形成持续作用的流体压力, 又因具有脉冲特点, 流体会选择在阻力最小处, 即渗透率最高的砂层进入, 此时浮力作用在脉冲的影响下不明显。②高充注速率(代表充足的油气供应状态)。在实验 3 中由于充注速率增高, 烃源岩释放的能量在输导过程中损失量降低, 虽然压力不是很高, 仍可以进入所有渗透层, 只是高渗透层进入的油量多于较低渗透层, 因此 Es_2^9 砂层组低渗透层中也有极少量的油进入。在实验 4 中, 当压力增至 5 MPa 时高渗透层优先充注的现象消失, 所有层的充注同时启动。由此笔者认为油气充注储层的过程正是油气克服地层排替阻力的过程, 由于幕式充注具有压力高和短期供油量大的特点, 油气充注压力往往会超过所有层的启动压力, 所以不论是高渗透层还是低渗透层, 在幕式充注方式下都能得到油气充注, 这与永 8 断块油藏中各层均有油气分布的实际情况一致。

综上所述, 层间非均质性、构造部位、油气充注速率及充注方式等因素共同控制了圈闭内油气分布, 只是在特定时期, 油气成藏过程中某一因素起主要作用, 导致油气分布特征的差异; 反之, 通过现存油气分布特征研究, 可以推知成藏时的主控因素。根据永 8 断块油藏内油气分布特征可知, 幕式油气充注方式是其主要控制因素之一。

3 幕式充注动力来源

前人的研究成果^[9-11]表明, 东营凹陷存在上下 2 套压力系统: 在 2 500 m 以上为常压系统, 以下为异常高压系统。随着埋深的增大, 地温升高, 一方面泥岩或泥质砂岩层的孔隙度进一步缩小, 渗透性下降; 另一方面, 有机质进入生烃门限, 烃类的不断产生增加了地层中流体的体积, 深部地层中流体不能畅通地排泄而滞留在地层中承担了部分地应力, 形成异常高压。永 8 断块油藏邻近民丰和牛庄深注区, 异常高压区主要发育在沙三段及其下伏烃源岩中, 压力系数约为 1.2~1.5, 个别层段可达 1.75。在地质事件的诱导下, 被断裂包围、切割的深注带以幕式排出的流体主要沿断裂运移, 在 3 500 m 深度的油页岩排烃时, 假设压力系数为 1.3, 排替压力为 45.5 MPa, 流体上升至沙二段(地层压力小于等于 20 MPa)的过程中, 若能量损失为 40%, 27.5 MPa 的压力依然足以使流体进入 Es_2^5 — Es_2^9 砂层组中的所有砂层, 这与幕式充注实验结果相符。

4 结论

油气是以连续充注方式还是以幕式充注方式进入圈闭, 是油气分布状态存在较大差别的主控因素。在以前者为主形成的油藏中, 由于层间干扰和浮力的影响较大, 表现为油水分层, 油水界面稳定, 处在构造高部位的高渗透层油气充满度最高, 处在构造较低部位的砂层或圈闭内的低渗透层为纯水层;

(下转第 15 页)

断改盖层组合、弹塑性断改盖层与塑性断改盖层组合的转换带中(图3b)的储层易于形成油气富集并有效保存。因此,根据泥质岩盖层不同类型及组合关系分析,储层下方或下倾方向盖层的破坏以及储层上方或上倾方向盖层的相对有效封盖(封闭性应好于储层下方或下倾方向)是控制油气富集的重要因素。

4 结束语

综合考虑泥质岩盖层的演化、裂缝和断裂的影响,对济阳坳陷古近系—新近系泥质岩盖层进行分类,共分为3个大类,7个亚类。针对不同类型泥质岩盖层的封闭性进行分析,以孔隙性盖层封闭性最好,缝改盖层次之,断改盖层最差。结合泥质岩盖层与济阳坳陷古近系—新近系探明油气藏的关系,明确了泥质岩盖层对油气富集及保存的控制作用,主要受控于泥质岩盖层的不同叠置组合类型,储层下方或下倾方向盖层的破坏以及储层上方或上倾方向盖层的相对有效封盖(封闭性应好于储层下方或下倾方向)是控制油气富集的重要因素。研究结果为预测油气富集有利区提供了科学依据,但主要针对泥质岩盖层进行研究,建议加强对盐岩、膏岩、致密砂岩及致密碳酸盐岩盖层封闭性及分布的研究。

致谢: 在论文的编写过程中得到了西北大学张金功教授的大力帮助,在此表示感谢。

参考文献:

- [1] 陈荣书. 石油及天然气地质学[M]. 武汉: 中国地质大学出版社, 1994: 56-57.
- [2] 徐春华, 崔建国, 肖永军, 等. 火山岩体盖层体系域构成与圈闭有效性[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 20-23.
- [3] 张树林, 田世澄. 盖层研究方法及其在油气勘探中的意义[J]. 地质科技情报, 1993, 12(1): 73-78.
- [4] 付广, 陈章明, 姜振学. 盖层封堵能力评价方法及应用[J]. 石油勘探与开发, 1995, 22(3): 46-50.
- [5] 常峰. 断陷盆地烃类流体运动的非均一性[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(4): 30-33.
- [6] 付广, 薛永超. 盖层与源岩的时空配置关系对油气运聚成藏的控制作用[J]. 矿物岩石, 2001, 21(2): 56-61.
- [7] 黄海平, 邓宏文. 泥岩盖层的封闭性能及其影响因素[J]. 天然气地球科学, 1995, 6(2): 20-26.
- [8] 郑朝阳, 张文达, 朱盘良. 盖层类型及其对油气运移聚集的控制作用[J]. 石油与天然气地质, 1996, 17(2): 96-101.
- [9] 宋国奇, 刘克奇. 断层两盘裂缝发育特征及其石油地质意义[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(4): 1-3.
- [10] 吕延防, 黄劲松, 付广, 等. 砂泥岩薄互层中断层封闭性的定量研究[J]. 石油学报, 2009, 30(6): 824-828.
- [11] 冷济高, 庞雄奇, 杨克明, 等. 断块圈闭控藏模式——以松辽盆地西部凹陷为例[J]. 油气地质与采收率, 2011, 18(2): 1-6.

编辑 邹淑滢

(上接第11页)

而以后者为充注方式形成的油藏中,不同渗透率的储层中都有油气分布,且具有渗透率高的砂层组油气充满度相对较高、低渗透砂层组充满度相对较低的特征。永8断块油藏油气水分布差异的主控因素为幕式充注方式。

参考文献:

- [1] 沈朴, 张善文, 林会喜, 等. 油气输导体系研究综述[J]. 油气地质与采收率, 2010, 17(4): 4-8.
- [2] 刘华, 蒋有录, 陈涛. 东营凹陷辛东地区有效输导体系及成藏模式[J]. 中国石油大学学报: 自然科学版, 2008, 32(4): 13-18.
- [3] 全志刚, 贺清, 梁建设, 等. 油气充注定量分析技术在南黄海盆地目标评价中的应用[J]. 油气地质与采收率, 2009, 16(6): 20-23.

- [4] 孔凡群, 李亚辉. 永8地区断层控油作用研究[J]. 石油勘探与开发, 2000, 27(6): 145-152.
- [5] Allan U S. Model for Hydrocarbon Migration and Entrapment Within Faulted Structures[J]. AAPG Bulletin, 1989, 73(7): 803-811.
- [6] 吕延防, 李国会. 断层封闭性的定量研究方法[J]. 石油学报, 1996, 17(3): 39-45.
- [7] 戈红星. 东庄滚卷构造—尺度物理模拟探讨成因机制[J]. 石油学报, 1998, 19(1): 93-96.
- [8] 赵密福, 李阳. 泥岩涂抹定量研究[J]. 石油学报, 2005, 26(1): 803-812.
- [9] 吴胜和, 曾溅辉. 层间干扰与油气差异充注[J]. 石油实验地质, 2003, 25(3): 286-289.
- [10] 于建国, 李三忠. 东营凹陷盐底辟作用与中央隆起带断裂构造成因[J]. 地质科学, 2005, 40(1): 55-68.
- [11] 张善文, 张林晔. 东营凹陷古近系异常高压的形成与岩性油藏的含油性研究[J]. 科学通报, 2009, 54(11): 1570-1578.

编辑 裴磊

PETROLEUM GEOLOGY AND RECOVERY EFFICIENCY

Vol. 19 No. 2 2012

Fang Xuqing, Jiang Youlu, Shi Dishi. Relationship between characteristics of faults and hydrocarbon distribution in Zhanhua area, Jiyang depression. *PGRE*, 2012, 19(2): 1–4.

Abstract: There are grid-like faults and complex hydrocarbon distributed in Zhanhua depression. By means of comprehensively study on the stress field and the fault activity, structural evolution and the main control factors of oil and gas distribution are analyzed in Zhanhua depression. It is demonstrated that, influenced by the strike-slip movement of Tan-Lu faults, the north-west faults are early initiated, while the north-east faults and east-west faults are thereafter created, therefore, they are superposed grid of faults. It is considered that, influenced by the superposition effect of the three north-east faults, north-east faults and east-west faults, the buried hill draping structures with different sequences are triggered in Zhanhua depression. The characteristics of oil zones, increasing from south to north and from west to east, are determined by the conditions of the north-west faults that are more active gradually from west to east, but it stops thereafter early, the north-east faults and east-west faults are more active gradually from south to north. The pay zones of hydrocarbon are controlled by buried hill order in the same structural belt.

Key words: Tan-Lu fault belt; tectonic evolution; fault pattern; hydrocarbon distribution; Zhanhua area

Fang Xuqing, School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Lu Hao, Jiang Youlu, Liu Hua et al. Study on formation stages of oil-gas reservoirs in Bonan subsag, Zhanhua sag. *PGRE*, 2012, 19(2): 5–8.

Abstract: Based on fault and trap development history, reservoir saturated pressure, hydrocarbon generated and hydrocarbon expelled process of hydrocarbon source rock, reservoir fluid inclusion homo generation temperature, the hydrocarbon accumulation stages of oil gas reservoirs in Bonan subsag of Zhanhua are discussed, and the calculation of the accumulation stages of oil gas reservoirs with saturated pressure should be combined with burial history for the area, in which, the denudation is thicker. The results show that the accumulation phases of oil and gas reservoirs in Bonan subsag are mainly divided into two phases, late Oligocene phase and late Miocene to Pliocene phase; and the large scale oil and gas accumulation occurs during late Miocene to Pliocene phase; especially during the middle and late Minghuazhen group. The major formation stages in different layers and different structural units in the reservoir are different; from the bottom to up, from the depression center to the edge of the reservoir, the major formation stages have a trend of being late gradually.

Key words: history of hydrocarbon generation and expulsion; saturated pressure; fluid inclusion; accumulation stage of reservoir; Bonan subsag

Lu Hao, School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Li Hengqing, Yang Shaochun, Lu Zhiyong. Effects of hydrocarbon infilling on distribution of oil and water in reservoir—case of Yong8 reservoir, Dongying depression. *PGRE*, 2012, 19(2): 9–11.

Abstract: In response to the features of Yong8 fault block reservoir and trap characteristics in Dongying depression, a reservoir physical experiment model is established. We designed two types of plan for oil and gas infilling experiments, that is, continuous infilling and episodic infilling. Experimental results of continuous infilling method show that the oil and gas first fill the high tectonic and high permeable reservoir, and not entering the low permeable formation no matter how high the hydrocarbon-charging rate is. On the other hand, the results of episodic filling trial show that high permeability layer or low permeability layer can all be infilled, as long as certain filling pressure with enough oil source. By means of study on the characters of the distribution of oil-water and the driving force in Yong8 reservoir, we believe that the Yong8 reservoir is filled episodically.

Key words: fault block reservoir; continuous infilling; episodic infilling; distribution of oil and water; Dongying depression

Li Hengqing, School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266555, China

Yin Lijuan. Tertiary capping rock types and its relationship to oil and gas accumulation in Jiyang depression. *PGRE*, 2012, 19(2): 12–15.

Abstract: The capping mud rock can be divided into porous, fracture reformed and fault reformed types, and subsequently 7 categories, based on the characteristic of evolution and reform of Tertiary mud rock in Jiyang depression. Generally, the porous capping is best, and fracture reformed secondary, and lastly fault reformed capping. Based on the study of relationship between capping rock and hydrocarbon accumulation, it is demonstrated that the reservoir is mainly located in the fracture reformed capping and switching belt of these three capping types, that is, from fault-reformed to fracture-reformed belt, from fault-reformed to porous capping belt, and the fracture-reformed to porous capping. The oil and gas accumulation is controlled by different combination types of capping rock cover in Jiyang depression. The important factor of controlling oil and gas accumulation is the combined effect between damage of capping under the reservoir and effective sealing above the reservoir.