

基于室内实验的疏松砂岩气藏出水机理分析及堵剂评价

赵仁保 (中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 中国石油大学提高采收率研究中心, 北京 102249)

刘翔 (中国石油勘探开发研究院廊坊分院天然气工艺所, 河北 廊坊 065006)

柯文奇, 冯兵, 侯永利 (中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 北京 102249)

周广厚 (中国石油勘探开发研究院廊坊分院天然气工艺所, 河北 廊坊 065006)

岳湘安 (中国石油大学石油工程教育部重点实验室, 中国石油大学提高采收率研究中心, 北京 102249)

[摘要] 针对青海涩北气田地质及储层的物性特点, 结合生产资料, 研究了储层的出水原因; 并结合物理模型评价了就地聚合复合凝胶封堵体系在储层中的注入性及封堵效果。结果表明, 储层的水敏性极强, 排除了层内出水的可能。因此可以推断, 邻近水层通过固井水泥环及其与井壁/套管二界面处的裂缝窜至井筒是气井出水的主要原因。配方体系成胶前注入性与水相当, 其材料强度明显高于硅酸钠凝胶体系, 堵剂在人工胶结岩心中的封堵强度达到 29.2MPa/m, 岩心中老化 1 个月结果表明, 其封堵强度保留率达到 90% 以上。

[关键词] 疏松砂岩; 气藏; 堵水; 封堵率; 涩北气田

[中图分类号] TE37

[文献标识码] A

[文章编号] 1000-9752 (2009) 01-0142-05

气井出水将会对气藏的开发造成严重的危害, 主要表现为: 产气量下降, 采气速度降低, 气藏递减期提前; 井口生产压力降低, 连续自喷的生产能力越来越差, 自喷期缩短, 导致气藏最终采收率显著降低。同时, 上述效应最终造成开采难度增大, 开采成本增加。地层出水后, 要消耗大量的地层能量, 而工艺措施的增加又增大了开采成本, 降低了经济效益。

早期出水或产液量低的气井造成的井筒积液一般用泡排^[1~4]、直接注氮气^[5,6]或辅助加热^[7]等方法来解决。因此, 气井出水速度的增大必然带来泡排工作量的增加, 显然, 依靠表面活性剂产生泡沫的排液方式无法从根本上解决出水问题。从上世纪 80 年代开始, 人们在气井堵水的室内研究和现场试验方面开展了大量的工作: 如出水机理研究^[8,9]、堵剂配方的筛选及评价等^[10,11]。但疏松、强水敏气藏的堵水难度极大, 涩北气田针对水层出水采用过水泥堵剂, 但其注入性差, 在注入过程中由于孔隙滞留而难以运移到水层较深的部位进行封堵, 因此措施有效期较短。同时, 由于储层胶结差, 堵剂难以有效地在地层中驻留, 在边底水存在的情况下, 使得堵水工作的难度大大增加。笔者从出水机理及堵剂的性能评价等方面对涩北疏松砂岩气藏的堵水进行了研究。

1 实验材料及设备

1.1 实验材料

丙烯酰胺单体 (AM)、过硫酸钾、N-N 亚甲基双丙烯酰胺 (分析纯, 国药集团化学试剂有限公司); 硅酸钠 (质量分数 40%, 模数 2.8~3.2, 工业级); 水溶性淀粉 (工业级), 市售, 溶解于蒸馏水后 pH 值为 7~7.5; 胍胶, 昆山特级粉, 水分 5.74%, 水不溶物 4.98%, 溶解于蒸馏水后 pH 值为 7。

[收稿日期] 2008-11-08

[基金项目] 国家科技支撑计划资助项目 (2006BAB03B07)。

[作者简介] 赵仁保 (1971-), 男, 1994 年大学毕业, 博士, 讲师, 现主要从事提高原油采收率与油田化学方面的研究工作。

1.2 实验仪器及设备

RS600 型流变仪, 德国 Thermo Electron (Karlsruhe) GmbH; 电动搅拌器, 恒温箱, 海安科研仪器有限公司; 分析天平, 日本岛津; 微调加热器, 天津实验仪器厂; 数码相机, 日本 Panasonic。

1.3 地层水组成

涩北二号气田地层水密度在 $1.07 \sim 1.14 \text{g/cm}^3$ 之间, 总矿化度 $100000 \sim 170000 \text{mg/L}$, pH 值 $5.5 \sim 7.0$, 水型为 CaCl_2 型。根据涩北二号气田地层水的矿化度组成配置模拟地层水如表 1 所示。

表 1 模拟地层水组成

水型	pH 值	阳离子含量/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$			阴离子含量/ $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$			总矿化度 / $\text{mg} \cdot \text{L}^{-1}$	地层水密度 / $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$
		$\text{K}^+ + \text{Na}^+$	Mg^{2+}	Ca^{2+}	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-		
CaCl_2	5.7	59064	1927	3623	102304.3	543	688	168338.3	1.130

2 出水机理分析

2.1 储层的矿物组成

涩北气田沉积地层的主要特征是岩性疏松, 成岩性差, 砂岩易松散, 泥岩可塑性强, 砂泥岩交互沉积, 夹层多, 岩性及厚度变化大。气田储集层主要以粉砂岩和泥质粉砂岩为主, 夹少量细砂岩。由于储层多, 非均质性强, 不同位置的岩样具有较大差异, 但从总体上表现为欠压实、高孔隙度、中-低渗透率的特点。泥质含量高, 颗粒胶结程度低, 因此, 在生产过程中容易造成出砂现象。岩样孔隙度最小为 10.3% , 最大为 43.4% , 平均为 32.4% ; 渗透率最小为 $0.053 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 最大为 $612 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$, 平均为 $32.45 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。对其储层矿物组分进行分析, 结果如表 2 所示。

表 2 涩北气田储层粘土矿物分析统计表

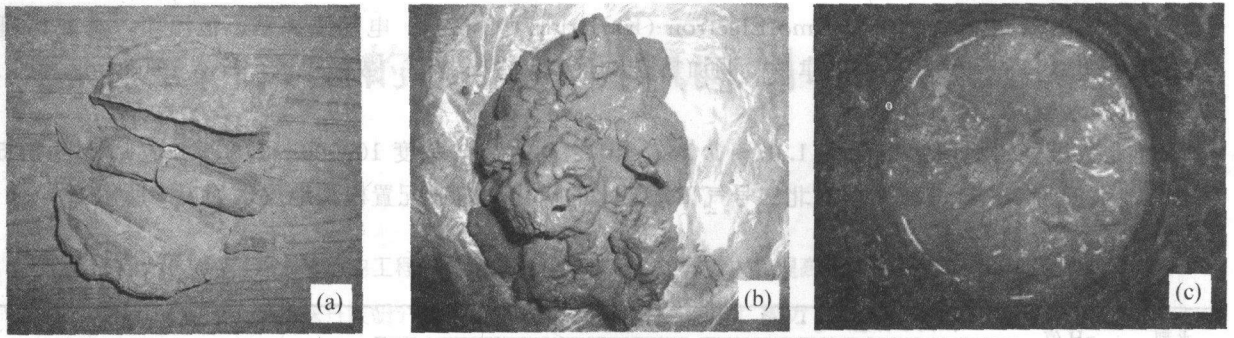
区块名称	矿物含量/%			
	高岭石	伊/蒙混层比	伊利石	绿泥石
涩北一号	11~13	5~24	58~69	13~17
台南	10~15	14~43	38~60	10~15
敏感性表征	易速敏	易水敏	易速敏易水敏	易酸敏

由表 2 可知, 储层粘土矿物成分较高, 极易发生速敏、水敏及酸敏, 其中伊利石平均含量 51% , 且同时具有速敏水敏特征。因此, 如果水是从气层产出, 则由于气层的强水敏很容易导致气体的渗流能力急剧降低: 即气井一旦见水, 其产能将急剧下降, 且通过排液方法无法实现产能的恢复。而实际情况为: 大部分见水的气井仍在生产, 且产量下降后通过泡排方法仍可不同程度地得到恢复。由此可以认为, 气层出水的主要原因为其他邻近的夹层水窜至产层。另外, 由于储层疏松, 涩北气田在固井过程中, 水泥环与井壁及套管二界面的密封性能较差的现象普遍存在; 由于储层颗粒运移较严重, 水泥环与井壁结合处容易产生微细裂缝, 夹层水很容易沿该处窜至产层。基于上述分析, 可以推测水来自其邻近的水层。

2.2 敏感性分析

在对涩北油田天然岩样进行处理过程中发现以下一些现象 (图 1 所示): ①岩样在钻取过程中见水后发生严重的软化, 象未凝固的泥饼, 继续加入清水, 则形成较稳定的泥浆体系。②观察粉碎筛选后的涩 29 号井不同层段岩心, 岩石矿物初步判断以灰质和粘土居多。

根据上述现象可以推断, 储层为强水敏, 遇水将发生膨胀、软化及坍塌现象, 使得孔隙渗透率急剧降低, 甚至变为不渗透泥饼。若气井在边底水作用下发生水进, 则储层将发生不可恢复的破坏, 在现有技术条件下产能将无法恢复。因此, 根据目前气井泡排后产能可以恢复这一现象就可以断定, 其出水原因主要是窜槽水。



(a) 取出的天然岩样

(b) 遇较少清水时软化

(c) 加入较多清水时形成稳定的泥浆体系

图1 涪北气体天然岩样及遇水之后的形貌

因此, 综合储层矿物组分分析及敏感性实验结果可知, 邻近产层的夹层水沿套管外水泥环及水泥环与井壁处的微裂缝窜至产层是造成气井出水的主要原因。

3 堵剂性能评价

在上述储层出水机理分析的基础上, 开展了水层堵水方法的研究, 从提高注入性、增大堵剂注入量、提高堵剂作用的深度方面开展研究。

3.1 储层模型制作

根据涪北气田沉积及储层矿物组成的特点, 采用露头砂与天然岩心砂(经粉碎解离)混合, 加入无机胶结剂, 进一步搅拌均匀后, 在一定压力下压制成形; 烘干后切成 $\varnothing 25\text{mm} \times 150\text{mm}$ 的圆柱状岩心备用(图2)。由于天然岩样中的粘土含量很高, 因此, 制作的储层模型中天然岩心砂的含量不能过高, 否则成形后的模型渗透率与实际储层相比偏低。该次实验中天然岩心砂与露头的质量比为1:4, 其基本参数如表3所示。

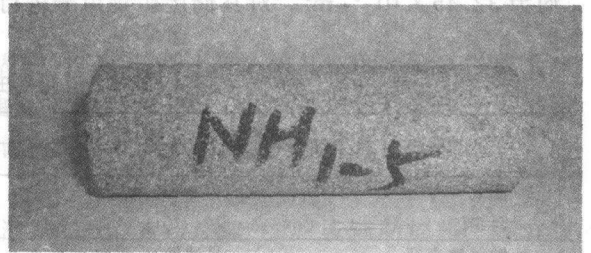


图2 储层物理模型

表3 人造岩心 NH1-5 基本参数表

样品长度 /cm	样品直径 /cm	横截面积 /cm ²	样品体积 /cm ³	孔隙体积 /cm ³	孔隙度/%	克氏渗透率(氮气) /10 ⁻³ μm ²	实验流体
15	2.5	4.91	73.6	4.41	19.24	30.35	水基堵剂, 模拟地层水

把上述模型置于岩心夹持器中, 抽真空、饱和地层水, 测定水驱渗透率, 按照标准评价体系的封堵性能。

3.2 复合凝胶体系及其触变性研究

储层胶结疏松, 出砂严重, 说明岩石颗粒运移较严重。因此, 在筛选堵剂配方时考虑加入具有胶结岩石颗粒性能的添加剂; 另外, 储层渗透率低, 水泥类颗粒悬浮体系注入性差, 由于滤过效应造成体系在运移过程中的完整性变差, 从而使得体系的封堵性能变差。基于上述原因, 用瓜胶、硅酸钠、AM单体、一定量的引发剂及交联剂, 用正交实验方法确定了复合凝胶体系的基本配方。经过大量的配方筛选实验, 从成胶时间、强度等方面优选了一种成胶前无固相、地下反应成胶的复合凝胶体系。

按照筛选出的配方配制溶液, 置于60℃烘箱中静置反应12h, 完全反应后其表观形貌如图3所示,

为一种具有固定形状的弹性体。取出部分样品，固定剪切速率为 $0.03s^{-1}$ ，测定其应力响应随时间的变化，结果如图 4 所示。

由图 4 可知，复合凝胶体系（4% 硅酸钠+4% AM）的屈服应力约为 4100Pa；同样测试条件下，浓度为 4% 的硅酸钠无机凝胶的屈服应力约为 1500Pa（图 5），远低于复合凝胶体系。另外，无机凝胶达到屈服值所需的时间短，即形变较小，且体系发生塑性形变后，内部结构发生了不可恢复的破坏，其强度越来越小；而复合凝胶体系不仅形变能力较大，且发生塑性形变后，仍保留较高的强度。



图 3 复合凝胶体系表现形貌

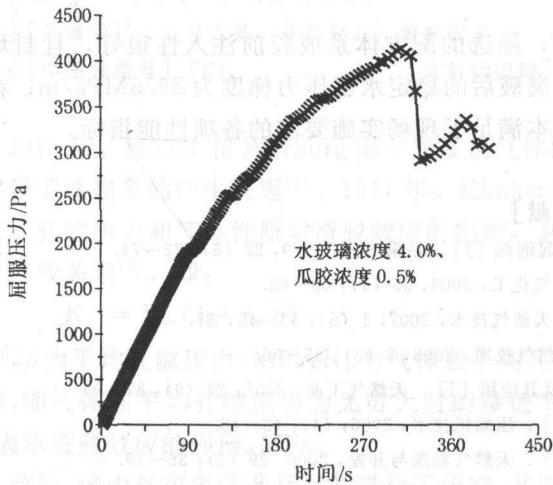


图 4 复合凝胶体系屈服强度

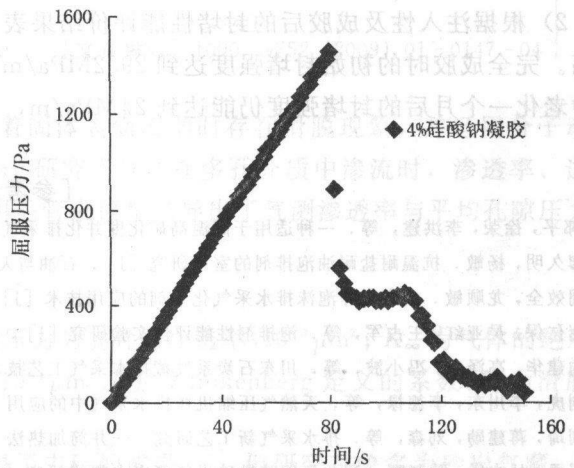


图 5 4% 硅酸钠凝胶体系屈服强度

3.3 注入性及封堵性能研究

岩心先用模拟地层水驱至压力稳定，然后注入一定量的复合凝胶体系，关闭岩心两端进出口，置于烘箱中，在地层温度下静置反应 10h；反向水驱，记录不同注入量时的压力梯度，评价体系的封堵强度。

岩心水驱时的注入速度为 1ml/min，注入过程中压力上升较快（图 6），当水驱注入量为 1.1PV 时岩心驱替压力梯度达到最大，为 3.5MPa/m；随着注入量继续增大，压力梯度基本稳定在 3.0~3.4MPa/m；取平均值为 3.3MPa/m，计算得水驱渗透率为 $1.6 \times 10^{-3} \mu m^2$ 。堵剂注入过程中的压力梯度变化与注地层水相差不大，仅比注水高 0.4MPa/m（平均值），表明其注入性好。成胶后反向水驱，压力梯度随注入量的增加而增大，当注入量为 3.1PV 时达到最大值 29.2MPa/m，突破后压力梯度开始下降，最后稳定在 26.5MPa/m。驱替结束后，取出岩心，在保湿状态下置于烘箱中（地层温度下）老化 1 个月，取出后重新进行水驱，突破后的水驱稳定压力梯度仍保持在 24MPa/m 左右，计算其封堵强度保留率达到了

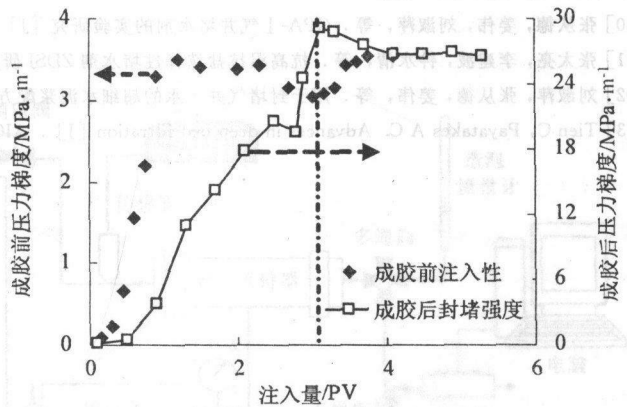


图 6 复合凝胶体系的注入及封堵特性

90%。

由于模拟岩心渗透率低,水泥浆、淀粉接枝共聚物及交联聚合物溶液的注入性较差,实验中存在的不利因素有:在配方体系注入过程中不仅压力上升较快,而且由于滤失效应,大量的固体颗粒、淀粉颗粒及聚合物被滞留在岩心端面,使得运移到岩心中的体系的有效浓度降低,反应后的凝胶强度明显下降。根据深床过滤模型^[13],体系在多孔介质中运移越远,则过滤作用使得其有效浓度越低,从而导致成胶强度减小,封堵效果变差。因此,对于疏松、低渗储层的堵水,成胶前配方体系良好的注入性是封堵成功的前提。

4 结 论

1) 现场取回的天然岩心块遇水发生严重软化,难以钻出完整的岩心柱,结合涪北气田地质资料研究了储层的敏感特性。结果表明,涪北气田储层水敏性极强;根据气井产能能够恢复这一实际情况,可以推测其出水的原因主要为夹层水或窜槽水。

2) 根据注入性及成胶后的封堵性能评价结果表明,筛选的配方体系成胶前注入性很好,且封堵强度高。完全成胶时的初始封堵强度达到 29.2MPa/m,突破后的稳定水驱压力梯度为 26.5MPa/m;在岩心中老化一个月后的封堵强度仍能达到 24MPa/m,基本满足了现场实施要求的各项性能指标。

[参考文献]

- [1] 郭平,徐荣,李洪建,等.一种适用于高温高矿化度井化排采气的起泡剂[J].钻采工艺,1999,22(5):72~74.
- [2] 廖久明,杨敏.抗温耐盐耐油泡排剂的室内研究[J].石油与天然气化工,2006,35(1):60~62.
- [3] 周效全,龙顺敏.出水气井泡沫排水采气化学剂的应用技术[J].天然气技术,2007,1(5):43~45,87.
- [4] 赵仁保,吴亚红,王占军,等.泡排剂性能评价实验研究[J].天然气技术,2008,2(3):35~36.
- [5] 向建华,高泽立,冯小波,等.川东石炭系气藏排水采气工艺技术及其应用[J].天然气工业,2007,27(9):87~90.
- [6] 刘虎,李川东,李德禄,等.天然气压缩机在排水采气中的应用[J].压缩机技术,2006,(4):43~48.
- [7] 刘琦,蒋建勋,刘森,等.排水采气新工艺研究——井筒加热法[J].天然气勘探与开发,2006,29(2):36~39.
- [8] 邓勇,杜志敏,陈朝晖.涪北气田疏松砂岩气藏出水规律研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2008,30(2):336~338.
- [9] 张启汉,张士诚,李进秀,等.涪北细粉砂岩储层出水对出砂规律影响的试验研究[J].石油天然气学报(江汉石油学院学报),2007,29(6):139~141.
- [10] 张从德,姜伟,刘淑萍,等.GPA-I气井堵水剂的实验研究[J].钻采工艺,2001,24(4):66~68.
- [11] 张太亮,李建波,钟水清,等.抗高温抗盐选择性堵水剂ZDSJ研究[J].钻采工艺,2006,29(5):88~90.
- [12] 刘淑萍,张从德,姜伟,等.用于封堵气井出水的超细水泥浆配方研究[J].钻采工艺,2001,18(3):21~23.
- [13] Tien C, Payatakes A C. Advances in deep bed filtration [J]. AIChE Journal, 1979, 25 (5): 737~759.

[编辑] 萧雨