

文章编号:1673-8217(2015)03-0021-04

荣72块沙一段储层特征控制因素分析

舒丽娟,王佩虎,田永庆,张 剑

(中国石油辽河油田公司辽兴油气开发公司,辽宁盘锦 124010)

摘要:利用岩石薄片、X-射线衍射和扫描电镜等测试资料,结合常规物性及勘探开发情况,对荣72块储层物性、储集空间类型及储层物性控制因素进行了深入的探讨。研究认为荣72块储层为中孔低渗储层,以原生孔隙为主;沙一段处于晚成岩作用A期,历经压实作用、胶结作用和溶解作用,本区成岩作用对物性影响并不强烈。储层特征受沉积微相类型、构造运动、油气早期充注和异常高压作用等综合因素影响。水下分流河道微相物性好于席状砂微相;断裂活动对于改善储层物性起到积极作用;油气的早期充注和异常高压共同降低压实作用的影响,抑制胶结作用,较好地保存了原生孔隙。

关键词:荣72块;储层特征;控制因素;断层作用;沙一段

中图分类号:TE112.23

文献标识码:A

荣72块构造上位于辽河坳陷东部凹陷荣兴屯断裂背斜构造带北部,为一东倾断鼻,自下而上发育地层为中生界、古近系沙三段、沙一段、东营组及新近系馆陶组和第四系。其中沙一段为主力含油层系。前人仅对荣兴屯地区沙一段的砂砾岩储层类型做了研究^[1],该区构造复杂,储层发育尚不明确,生产过程中频频出现出砂、水敏等诸多问题,因此深入分析储层特征及控制因素,对于增储上产具重大意义。根据岩石薄片、X-射线衍射和扫描电镜等岩心分析资料,结合荣兴屯断裂背斜构造发育史,综合分析荣72块储层物性特征,探讨了成岩作用、构造运动、油气充注时间等因素对储层物性的影响,为荣兴屯断裂背斜构造带的开发提供科学依据。

1 沉积特征

沙一段沉积时期,荣兴屯地区处于浅湖-半深湖沉积环境,发育了一套中-细碎屑扇三角洲前缘沉积,物源主要来自于东部凸起短轴方向及北部长轴方向,主要储集砂体为水下分流河道、河口坝、席状砂,砂体横向变化较快。沉积相平面形态多为裙边状、舌状或扇状,自下而上呈现由细变粗的沉积序列,下部以深灰色泥岩为主,夹灰色砂岩、粗砂岩,泥岩电阻率呈现低平特征;上部以浅灰色、灰白色层状砂岩、含砾砂岩与绿灰、深灰色泥岩不等厚互层,局部夹玄武岩,电阻率曲线表现为齿状特点,表明水动力条件变化快。水下分流河道砂体具有明显的正韵律特征,而河口坝砂体具有明显的反韵律特征。

2 储层发育特征

2.1 储层岩石学特征

完钻井取心情况统计显示,荣72块沙一段岩性主要以细砂岩和中砂岩为主,根据岩心薄片资料分析,储层成分成熟度较高,主要以陆源碎屑物质为主,石英含量一般为46.4%~67.4%,平均34.2%;长石含量一般为25%~42.1%,平均33.3%;岩屑含量平均为7.7%,主要有中、酸性喷出岩岩屑、变质岩岩屑和沉积岩岩屑。填隙物主要为杂基和胶结物,杂基类型主要为泥质和泥微晶碳酸盐岩,胶结物主要为方解石,碳酸盐岩含量平均为4.9%。储层岩心中黏土矿物伊蒙混层含量33%~50%,平均42.88%,伊利石含量3%~10%,平均5.4%,高岭石含量20%~43%,平均33.2%,绿泥石含量15%~24%,平均18.5%,伊蒙混层比范围30%~40%,平均35.3%。根据黏土矿物成分及现场生产情况可以看出,储层具有很强的水敏性,与储层不配伍的外来流体进入储层后,易引起黏土膨胀、分散、运移,从而导致渗透率下降,影响产能。储层结构成熟度较高,碎屑颗粒间以点接触关系为主,颗粒支撑,孔隙式胶结,颗粒粒径较细,颗粒分选性中-好,磨圆程

收稿日期:2014-11-07

作者简介:舒丽娟,工程师,1982年生,2007年毕业于中国石油大学(华东)资源勘查工程专业,现从事地质勘探与开发工作。

基金项目:国家大型油气田及煤层气开发科技重大专项(2011ZS05007-002)。

度主要为次圆状,风化程度微弱,胶结程度差,岩性松散易碎,生产中I和III油层组存在出砂情况。

2.2 储层物性特征

根据铸体薄片、扫描电镜分析,荣72块储集空间主要为原生粒间孔和少部分次生粒内溶蚀微孔混合发育为特征。根据铸体薄片统计资料,面孔率平均为12.4%,孔宽74.64~197.39 μm,平均孔宽113.6 μm,储层最大连通喉道半径一般小于30 μm,多为1.48~18.1 μm,储层孔隙度10.2%~20.4%,平均16.86%,渗透率(5~228) × 10⁻³ μm²,平均29.6 × 10⁻³ μm²,为中孔低渗储层。

该区孔隙度渗透率具较强相关性,基本呈线性。纵向上,随着埋深的增加,上覆压力的增大,储层孔隙度呈逐渐减小趋势,在埋深1900~2350 m,上覆压力17~22 MPa,由于溶解作用溶蚀长石颗粒及碳酸盐岩胶结物,孔隙度略有升高,而后又因压实作用而继续降低,而渗透率在降至一定值时基本保持不变(图1)。

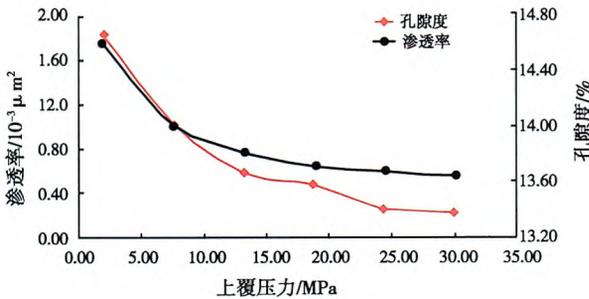


图1 上覆地层压力与孔渗性的关系

3 成岩作用

断陷盆地的储集层物性受原始沉积条件、后期成岩改造及构造作用等多因素影响^[2],成岩作用决定了储集层内部储集空间特征和储集性能^[3]。本区经历的成岩作用主要有压实作用、胶结作用、溶解作用;随着埋藏深度的增加,机械压实和化学胶结作用增强,岩石变得致密,孔隙度降低,储层物性变差;溶解作用则能提高储层孔隙度和渗透率,使得储层物性得以改善。

3.1 压实作用

本区油层埋深为2600~3200 m,受机械压实作用影响,颗粒点接触,碎屑颗粒较粗,为细砂-中砂,分选较好,成分成熟度较高。该区地温梯度为2.5~3℃/100 m,属较低-正常温压系统,低温条件影响化学反应速率,在一定的深度条件下,低温成熟度地区的孔隙度高于高热成熟度地区。这些有利

因素在压实作用中较好地保持了原生孔隙。

3.2 胶结作用

荣72块沙一段储层主要胶结物有泥质、泥微晶碳酸盐岩、自生黏土等,胶结作用相对较弱。胶结物主要为方解石,其含量一般小于10%,以泥微晶的方式沿颗粒边缘胶结或充填于部分粒间及溶孔中。碳酸盐胶结物既可以堵塞孔隙及喉道,降低储层物性,也可以起支撑作用,提高砂岩的抗压强度^[4]。碳酸岩胶结物在不同时期具有不同的产状,在早期成岩作用中形成围绕颗粒形成泥晶包壳,减少压实率,为后期产生次生孔隙的溶解作用提供物质基础;后期成岩作用在局部区域也可充填孔隙空间,成为微晶状方解石胶结物,导致储层孔隙度和渗透率迅速下降。

3.3 溶解作用

溶解作用是改善储层物性的主要因素。本文根据中国石油天然气集团公司于2003年制定的碎屑岩成岩阶段划分标准(淡水-半咸水水介质碎屑岩)^[5],根据成岩阶段划分结果,本区沙一段主要处在晚成岩作用A期,储层主要发生长石颗粒、岩屑及胶结物的溶解。

沙一段沉积阶段,本区处于浅湖-半深湖沉积环境,气候较为温暖湿润,早期由于地层埋深不大,大气中的CO₂溶解于地表水,产生碳酸,且土壤中含有草酸,经地表水的淋滤作用,使得储层遭受溶蚀,形成部分溶蚀孔,但碳酸酸性较弱,且对Ca²⁺和Al³⁺等溶解能力有限,所以生成的溶蚀孔不多,后期压实作用又使得表生溶蚀孔遭受破坏,因此,早期溶解作用对储层影响不大。

馆陶组埋藏时期,沙三段储层达到生油门限,烃源岩沿荣兴屯断裂幕式排烃过程中,有机酸进入储层,对碳酸盐岩胶结物及长石颗粒进行溶蚀,孔隙水沿着长石具有较为发育的解理面及双晶进行溶蚀,产生粒内溶蚀孔,不稳定组分溶解对于改善储层的储集条件具有建设作用^[6]。幕式排烃的间歇性及有机酸对铝硅酸盐的溶解度远大于碳酸岩的溶解度,表现出选择性溶蚀。本区胶结作用不强,物质基础薄弱,所以后期溶解作用并不强烈,仅发育部分溶蚀孔。

4 储层特征控制因素分析

4.1 沉积微相类型

沉积微相在宏观上控制储层的规模和平面展布,控制了砂体类型、厚度和展布等;在微观层面上

还决定储层原始物质的组成和结构,包括岩石的矿物成分、粒度、磨圆和分选性等,进而影响成岩作用种类和结构演化走向。因此,注重优质储层的成岩成因,从宏观上阐明优质储层产生的先天条件是非常重要的。本区为扇三角洲前缘沉积,最突出特征是以水下分流河道砂体为骨架,与分流间湾泥质沉积层呈冲刷接触,在不同时期,受物源方向等多方面影响,河道位置不稳定,砂体呈条带状垂向叠置且厚度增大,导致不同微相,物性差异很大。本区水下分流河道砂体与席状砂孔隙度差异较小,但渗透率差异极大,水下分流河道砂体平均孔隙度 13.4%,平均渗透率 $38.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,且产能较高。席状砂砂体厚度较薄,较为致密,渗透率差,平均孔隙度 11.3%,平均渗透率 $6.9 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ (表 1)。荣 72-24-32 井 IV 油组 2 990.0~3 071.6 m 为一套席状砂砂体,测井解释渗透率仅为 $0.8 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,压力恢复测试地层有效渗透率仅为 $0.044 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,渗透率极低。

表 1 不同沉积微相物性与产能关系

井数/ 口	沉积微 相类型	孔隙 度/%	渗透率/ $\times 10^{-3} \mu\text{m}^2$	含油饱 和度/%	泥质含 量/%	日产 油/t
5	席状砂	11.3	6.9	29.5	16.7	5.9
5	水下分 流河道	13.4	38.8	38.5	12.1	18.2

4.2 断裂作用改善储层物性

荣兴屯断层是辽河拗陷走滑构造期的新生断层,由反转特征最明显、规模最大的驾掌寺断层派生的具有花状构造特征的反转断层组成^[7]。受驾掌寺断层的后期反转的影响,在断层西侧形成了一组雁列式组合的反转断背斜、断鼻、断块构造,荣兴屯为一断裂背斜带,早期作为油气侧向运移通道的砂层连通性在走滑断裂错动下受到较大的影响,而全区十分发育的断层面成为该期的主要运移通道。沙三段烃源岩生成的大量油气在减弱了原有侧向运移趋势的同时,大大增强了垂向运移的力度,断层面在区域张应力条件下开启程度相对较好^[8]。由于荣兴屯断裂垂向切割作用,紧邻断层的一侧岩层突然变陡,形成挠曲。根据荣 72 井地层倾角测井资料,2 862 m 以上地层倾向为 50° ,倾角为 $12^\circ \sim 15^\circ$,2 862~3 096 m,地层倾向变为 140° ,倾角由 12° 逐渐上升到 55° 。发育的挠曲更有利于油气聚集,且达到岩石破裂极限,在断层末端应力释放区发育诱导伴生裂缝,改善了储层的储集性能。如荣 72-28-42 井,挠曲的形成有利于油气在高部位聚集,断裂产生的微裂

缝改善了储集性能,且断层形成良好的封堵条件。该井生产层段含油饱和度 66%,孔隙度 14.3%,渗透率高达 $92.1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$,日产油 18.9 t。

4.3 油气早期充注有利于原始孔隙的保存

本区沙三段沉积受基底断裂及荣兴屯断层和驾掌寺断层的影响,盆地大幅度沉降,深湖-半深湖环境下沉积巨厚泥岩,泥岩总厚度平均为 289.5 m,单层厚度最大 6 m,最小 1 m,主要为深灰色和灰黑色,有机质含量高。沙三段沉积后期,地壳抬升遭受剥蚀,缺失沙二段,之后盆地持续沉降,接受沉积,发育沙一段扇三角洲沉积体系。随着埋深的增加,沙三段泥岩中的有机质向油气转化;东营末期,荣兴屯已进入成熟阶段(R_0 为 0.5%);从馆陶末期开始,沙三段烃源岩都进入了成熟阶段,开始大量生烃,现今沙三段已全部进入生油门限,测得地层温度为 $96 \sim 109^\circ\text{C}$,而沙一段至今在沉积中心地区仍处于低成熟阶段^[9]。东营末期,由于荣兴屯断层的活动,深部沙三段生成的油气沿着呈幕式活动的断层面向浅部地层运移,在东营组和沙一段圈闭中聚集,油源主要来源于沙三段烃源岩。荣 72 块含油目的层解释为油迹、油斑、油浸,含油饱和度 $13.9\% \sim 70.8\%$,平均为 35.7%,具较高的含油饱和度。早期快速的油气充注及高含油饱和度带来的高压对压实作用有较强的抵抗作用,并对石英等胶结物有明显的抑制作用,较好地保留了原生孔隙且根据岩心铸体薄片及扫描电镜分析,碳酸盐岩以泥微晶的形式为主,未发现晚成岩期典型胶结物铁白云石沉淀,而黏土矿物蒙脱石含量为零,伊蒙混层部分有序排列,混层比范围 $30\% \sim 40\%$,平均 35.3%,处于第一迅速转化带,更说明了由于烃类的早期充注,油气在超压和浮力的双重作用下驱替孔隙中的地层水,占据孔隙空间,抑制了无机成岩作用(自生矿物的形成以及矿物的交代和转化、胶结、重结晶等)的进行,有利于原始孔隙的保留^[10],并将原始的水-岩两相系统改变为水-油-岩三相系统;且生烃作用产生大量有机酸,改变了岩石地球化学环境,有利于改善储层物性条件。

4.4 异常高压作用有利于原始孔隙保存

本区初始地层压力系数 0.95~1.15,原油中含气量较高,初始气油比平均为 $780 \text{ m}^3/\text{t}$,以溶解气的形式赋存在孔隙中,初始地层压力较高(表 2)。本区的异常高压主要与泥岩的欠压实作用及黏土矿物脱水作用有关。

表2 荣72块地层原始压力

井号	生产井段/m	厚度/m	层数	油中深度/m	静压/MPa	压力系数
荣72-24-32	3 071.6~2 811.1	35.5	10	2 941.35	31.075	1.06
荣72-24-34	2 958.7~2 941.1	7.0	3	2 949.9	27.905	0.95
荣72-26-46	2 815.9~2 895.3	16.0	4	2 855.6	32.878	1.15
荣72-30-38	2 974.0~3 189.3	21.8	9	3181.65	25.565	1.05

荣72块储层砂岩含量较低,砂体发育较薄,与泥岩呈互层沉积。由于压实作用,泥岩孔隙度减小速度比砂岩快,迅速排出孔隙水,由此产生欠压实作用。根据荣72块岩心分析资料,蒙脱石含量为零,伊蒙混层含量33%~50%、平均为42.9%,伊利石含量3%~10%、平均为5.4%,蒙脱石在99~143℃温度条件下,大量向伊利石的转化过程中脱去层间水,这些水分按体积计算可占整个矿物的50%,按重量计算可占整个矿物的22%。这两种作用有利于异常高压的产生。在相对封闭稳定的条件下,异常高压能够使颗粒的压实效应得以减缓,减缓和抑制压实作用,且有效抑制流体的运动和能量的交换,阻碍了孔隙流体中矿物质的沉淀作用,抑制石英次生加大和碳酸盐的胶结作用,有效地保存了原始孔隙,并且进一步加强了酸性孔隙水对易溶矿物(长石和碳酸盐类矿物等)的溶解作用,对储层储集性能的改善有一定促进作用^[11-12]。

5 结论

(1)荣72块沙一段储集空间以原生粒间孔为主,含少部分次生粒内溶蚀微孔,处于晚成岩作用A期,历经压实作用、胶结作用和溶解作用。该区压实作用并不强烈,保持较多原生孔隙;胶结作用以泥微晶碳酸盐岩胶结为主;溶解作用主要为长石颗粒、岩屑及胶结物的溶解,发生在表生成岩阶段和晚成岩作用A期。

(2)荣72块储层物性特征主要受沉积微相类型、构造作用、油气早期充注和异常高压作用共同影响。水下分流河道微相储层物性较好,具较高的孔隙性;断层活动沟通了烃源岩与储集层的垂向通道,且产生微裂缝,有利于油气聚集及改善储层物性,对储层物性起到积极作用;构造运动与烃源岩排烃为同一时期,由此实现油气的早期充注,因欠压实作用和黏土矿物脱水产生了异常高压,油气的早期充注和异常高压作用共同降低压实作用的影响,抑制胶结作用,较好地保存了原生孔隙。

参考文献

- [1] 封晓明. 荣兴屯油田北部地区储层特征[J]. 内蒙古石油化工, 2012, (1): 144-145.
- [2] 刘志刚, 周心怀, 李建平, 等. 渤海海域石臼坨凸起东段36-3构造古近系沙二段储集层特征及控制因素[J]. 石油与天然气地质, 2011, 32(54): 832-838.
- [3] 杨超, 任来义, 贺永红, 等. 鄂尔多斯盆地东部地区山西组山1段储层地质特征[J]. 石油地质与工程, 2012, 26(4): 27-29.
- [4] 张立强, 罗晓容. 准噶尔盆地高压带碳酸盐胶结层的分布及特征[J]. 石油实验地质, 2011, 33(4): 388-391.
- [5] 应凤祥, 罗平, 何东博, 等. 中国含油气盆地碎屑岩储集层成岩作用与成岩数值模拟[M]. 北京: 石油工业出版社, 2004.
- [6] 卜军, 李文厚, 曾明, 等. 鄂尔多斯盆地陇东地区中侏罗统延9油层组储层成岩作用及对孔隙的影响[J]. 石油地质与工程, 2010, 24(3): 24-27.
- [7] 郑孟林, 吴铁生, 王桂梁, 等. 辽河拗陷断层的选择性反转特征[J]. 石油地球物理勘探, 2004, 39(2): 228-231.
- [8] 孙红军, 祝永军, 肖乾华, 等. 辽河东部凹陷走滑构造特征及其油气富集条件[A]//油气盆地研究新进展第一辑[C]. 北京: 石油工业出版社, 2002: 162-169.
- [9] 秦承志, 王先彬, 林锡祥, 等. 辽河盆地埋藏史及烃源岩成熟度演化史的数值模拟[J]. 沉积学报, 2002, 20(3): 493-498.
- [10] 胡明毅, 沈娇, 胡蝶. 西湖凹陷平湖构造带平湖组砂岩储层特征及其主控因素[J]. 石油与天然气地质, 2013, 34(2): 185-191.
- [11] 游俊, 郑浚茂, 周建生. 深部地层异常压力与异常孔隙度及油气藏的关系[J]. 中国海上油气地质, 1997, 11(4): 249-253.
- [12] 付兆辉, 秦伟军, 李敏. 渤海湾盆地垦东凸起构造演化及对沉积的控制作用[J]. 石油地质与工程, 2011, 25(4): 7-10.

编辑: 吴官生