

◀ 固井与泥浆 ▶

深井固井工艺技术研究与应用

张宏军

(胜利石油管理局黄河钻井总公司, 山东东营 257064)

摘要: 分析了深井超深井固井存在的技术难点、影响固井质量的主要因素以及必须解决的关键技术环节, 提出了提高深井固井质量的技术措施。结合设计井深7 000 m的中国石化重点深井——胜科1井, 讨论了超深井固井的技术难点、固井方案和现场施工时应注意的问题。目前, 胜科1井已完成 $\phi 339.7$ mm技术套管和 $\phi 244.5$ mm \times $\phi 250.8$ mm复合尾管的固井施工, 工具附件和水泥外加剂全部采用国内产品。第一只国产 $\phi 339.7$ mm大尺寸分级箍的成功和四套水泥浆体系的应用保证了固井质量, 为继续安全钻进提供了保障。

关键词: 深井; 超深井; 固井质量; 工艺设计

中图分类号: TE256⁺.1 **文献标识码:** B **文章编号:** 1001-0890 (2006) 05-0044-05

近年来, 我国在川东、川西北、西北、塔里木等地区钻探了大量深井和超深井, 并获得了良好的油气发现。例如: 川西北老关庙地区钻探的关基井在井深7 175 m发现了较好的气层^[1], 塔里木地区井深6 000 m以上的探井均发现了工业油流, 塔河地区沙106井在盐下深层有重大油气发现等。而井越深, 井下越复杂, 固井完井的难度就越大。例如: 随井深增加出现各种复杂的地层、井身结构复杂化、井底温度高压大、同一裸眼井段存在多套压力层系等问题, 都极大地影响到深井的固井质量。为此, 必须深入研究深井超深井完井固井工艺技术, 以满足油田深层勘探开发的需要。

1 深井固井技术的难点

1) 井深且井身结构复杂。目前在川东和塔里木地区一些井井深超过了5 000 m, 并且 $\phi 339.7$ mm套管下深超过了3 000 m, $\phi 244.5$ mm套管下深超过了4 000 m, $\phi 177.8$ mm套管下深超过了6 000 m, $\phi 139.7$ mm套管下深超过了7 000 m^[1]。由于井深, 决定了井身结构的复杂性, 出现多层次性, 甚至需要应用复合套管和无接箍小尺寸尾管等, 从而增大了固井难度。

2) 地层压力大、井底温度高。大多数深井的井底温度都超过了120 ℃^[1]。温度严重影响着水泥浆的性能, 成了固井设计中首先要考虑的因素。井越深, 从井口到井底温度变化越大, 水泥浆性能越不易控制, 而且井下高温对水泥石强度也会产生影响。

3) 封固段长、注替量大、施工泵压高。

$\phi 508.0$ mm井眼超过500 m, $\phi 339.7$ mm井眼超过3 000 m, 一次注水泥量都超过300 t。由此带来的施工泵压高, 水泥浆窜槽等困难, 对设备和水泥浆的性能提出了较高的要求。

4) 钻遇多套复杂地层。井越深, 钻遇复杂地层的可能性越大。特别是当同一裸眼井段存在两套或多套压力体系时, 易出现上漏下涌、上涌下漏等现象, 给固井施工带来了一定难度。

5) 小间隙环空问题。井越深, 套管层次一般越多, 小间隙环空问题就越突出。由此带来了施工压力大、套管居中度差、水泥环薄等一系列问题。

6) 深井地层气体对套管的腐蚀问题。深井经常钻遇H₂S、CO₂、H₂等有害气体^[2], 不仅危害到人的生命, 也会腐蚀套管而影响油井寿命, 须进行抗腐蚀外加剂及水泥浆体系的研究。

7) 完井固井工艺的复杂性。深井超深井由于井底温度高、环空间隙小、施工泵压大、封固段长, 造成完井固井工艺相当复杂。目前, 国内外还没有比较合理、完善、系统的深井完井固井工艺, 只能针对1~2个复杂情况制定工艺方案。

8) 封固层位多。长裸眼深井有许多油、气、水层和盐岩等复杂地层, 即使是完善的固井设计、优良的水泥浆体系、严密的固井施工, 也不能达到对每一

收稿日期: 2005-08-12; 改回日期: 2006-06-13

作者简介: 张宏军 (1963—), 男, 1983年毕业于胜利石油学校钻井专业, 固井公司副经理, 高级工程师。

联系电话: (0546) 8721241

个层位都能实现良好的封隔。

2 深井超深井固井的关键

1) 良好的井身质量。良好的井身质量包括井眼规则、无大肚子和糖葫芦井眼、井径扩大率不超过15%、全角变化率小于 $1.25^{\circ}/30\text{m}^{[1]}$ 。而井径扩大率超标、狗腿度严重、井眼轨迹不规范、方位变化大等严重影响套管的居中。良好的井身质量还能够保证水泥浆与钻井液的有效顶替。

2) 优良的钻井液性能。钻井液性能不好, 井壁坍塌掉块, 虚泥饼增厚, 造成套管下不到底, 开泵困难, 大量出砂, 导致憋泵事故。因此, 为保证固井质量, 在保证井下安全的情况下尽量使钻井液达到低粘低切, 具备良好的流变性。

3) 完善的固井设计。固井设计包括套管柱设计、工艺设计、水泥浆体系设计、工具附件设计和施工方案设计。对于深井超深井更要注意套管柱设计: 油层套管要使用高强度的梯形螺纹和特殊螺纹以提高套管抗压、抗拉强度以及螺纹的密封性; 对于蠕动的盐膏层要选用高钢级高抗挤的厚壁套管; 对于含 H_2S 的地层要选厚壁防硫套管; 选用VAM、FOX等特殊螺纹套管, 解决深井高压井长圆螺纹不能满足高抗拉强度及井口高内压问题。固井工艺、工具附件、水泥浆体系要针对实际情况进行优选^[1]。

4) 套管及附件的检查。深井超深井套管必须探伤、试压, 复查钢级、壁厚、椭圆度, 必要时要进行材质物理化学分析。如关基井 $\phi 177.8\text{ mm}$ 梯扣就因不合格全部换接箍^[1]。附件必须与套管的钢级扣型相配, 认真测量合扣, 避免使用过渡接头。

5) 水泥浆性能。随着井深的增加, 水泥浆在高温高压下的流动及应力状态都会改变。高温下水泥外加剂会发生聚合、降解、交联反应^[2]。要选择优良耐高温的外加剂, 根据井下温度、压力条件下进行流变学设计, 达到失水小、析水少、流动性好, 要按流变学来设计和调整水泥浆性能, 达到紊流顶替, 以提高顶替效率。

6) 前置液的选择。由于井深, 水泥浆运行路径长, 混浆严重, 容易引起稠化。因此应考虑与钻井液的配伍性(相容性), 为提高顶替效率, 选用剪切稀释性好、冲洗性好的液体, 以清除滤饼, 为水泥浆提供一个良好的胶结界面。

7) 设计好固井平衡压力。平衡压力设计对深井固井更为重要。要保证固井注水泥前、后管外液柱压力(前置液、导浆、缓凝水泥浆、尾浆的液柱压力之

和) 小于地层破裂压力。特别是在水泥浆失重的情况下, 确保液柱压力大于地层孔隙压力, 要正确设计缓凝水泥浆的长度, 防止底部高压油气窜影响水泥封固质量。

3 提高深井固井质量的技术措施

3.1 确保套管串下至预定井深

下套管前采用钻具组合通井, 并大排量洗井, 调整钻井液性能, 确保井眼畅通, 无垮塌无沉砂, 为固井施工提供良好的井眼条件。

3.2 良好的钻井液性能

为保证套管安全顺利下入井内, 须调整钻井液性能: 添加合适的润滑剂, 改善套管与井壁的接触环境, 减小下套管摩阻; 具备良好的抗高温高压性能; 在保证井下安全的情况下, 达到良好的流变性, 钻井液密度、流变参数、失水合理, 以提高防塌防卡能力, 使其易于被水泥浆驱替。

3.3 使用扶正器改善套管偏心率

应用扶正器可提高套管的居中度。可选用双弓弹性扶正器、刚性扶正器(直条、旋流), 由套管质量、井斜角大小、井径以及管材数据设计数量与安放位置。可选用DS公司经验公式计算^[3]。其安放原则: 1) 在井壁稳定、井眼规则井段和狗腿度大的井段依据公式计算或查图选择安放; 2) 在疏松砂岩和井下情况较复杂的井段少加或不加扶正器。

3.4 选择可靠的特殊工具附件

特殊工具附件对套管安全下到目的层、提高顶替效率、保证固井质量具有较好的效果。对于大斜度井可以选择滚动式扶正器; 为提高水泥浆的顶替效率可以应用旋流扶正器; 大肚子、糖葫芦井眼可以加放旋流发生器; 为保证第二界面胶结质量可以采用刮泥器; 为防止低压层漏失可以选择整体式或编织式水泥伞、管外封隔器; 为保证水泥石质量可以采用震荡器; 为套管防腐可以选用接箍保护器; 为保证固井质量采用分级箍、封隔器、旋转悬挂器等特殊工具附件。

3.5 良好的水泥浆性能

选择抗盐、耐高温、相容性好的水泥外加剂调整水泥浆性能: 1) 降低失水和析水; 2) 改善流变性, 降低水泥浆达到紊流的临界排量; 3) 防止水泥浆失重; 4) 防止水泥浆体积收缩; 5) 防止环空气窜。

3.6 选择合适的工艺技术

3.6.1 双级注水泥工艺

深井的许多技术难题, 如: 1) 高温水泥浆返出

地面长期不凝固;2)一次注水泥量大,泵压高,时间长;3)同一裸眼段存在高压和漏失层系等。选用双级注水泥工艺可以确保其固井成功率。

3.6.2 尾管悬挂和套管回接工艺

对于裸眼套管下入深、负荷过大和施工难度大的井选用尾管悬挂、套管回接工艺比较有效。首先进行尾管固井作业,然后进行套管回接。这样可以降低液体流动阻力对油层的污染,同时减轻了套管串质量,减轻了负荷^[4]。

3.6.3 筛管顶部注水泥工艺

为保证探井油气层不被水泥浆污染和正确评定探井油层资源储量情况,可以采用筛管顶部注水泥工艺。该工艺也是目前比较成熟的固井工艺技术。

3.6.4 选用完井封隔器

在深井超深井地层压力大、含硫,技术套管防硫和抗压强度有限的情况下,采用尾管完井时选用抗高温高压、高抗硫的封隔器^[1]是非常有效的安全措施。

3.6.5 复杂井况配套固井工艺

根据井眼状况和不同压力层系,应该采用不同的完井固井工艺,并采取相应的技术措施保护油气层,保证固井质量。目前,根据不同情况可采用的配套工艺技术有:1)长封固井段高压井或漏失井采用分级箍+管外封隔器工艺;2)尾管多套压力层系采用悬挂器+管外封隔器工艺;3)尾管筛管顶部注水泥采用悬挂器+管外封隔器+分级箍工艺等。

3.7 应用先进的水泥浆体系和固井技术

3.7.1 长封固段低密度超低密度水泥浆技术

裸眼长封固段长,液柱压力高,为平衡地层压力,防止漏失,可以采用低密度(1.30~1.60 kg/L)或超低密度(<1.30 kg/L)水泥浆体系。根据颗粒级配原理选用不同粒径的低密度材料,选用配伍性好的外加剂配制符合设计要求的低密度水泥浆体系,满足不同层次套管、不同压力体系地层固井的需要,以达到平衡压力固井。采用漂珠、微硅、高强度的空心微珠可以配制成不同低密度的水泥浆体系。

3.7.2 高密度防窜水泥浆技术

在钻进高压层和盐膏层时,钻井液密度必然较高。另一方面,封固段长,水泥浆稠化时间长,给防气窜增加了难度。由于高密度水泥浆体系加重材料量多,容易造成浆体失稳,流变性差、泵压高、混浆困难,强度降低。因此,要充分考虑配伍性、稳定性、可调性、防窜性以及安全性和强度要求。从使用效果来看:钛铁矿配制成密度低于2.50 kg/L的水泥浆性

能较好;重晶石配制成密度低于2.30 kg/L的水泥浆性能较好。为达到防油气水窜的目的,要选择相容性好的降失水剂、防窜剂和气锁膨胀剂,盐膏层固井时要选用抗盐外加剂。

3.7.3 增韧增塑水泥浆体系

深部油层,岩层致密、高压低渗,特别是特低渗透层,需要进行射孔作业,甚至还需要几十兆帕至上百兆帕的高压压裂作业。然而,一般的水泥浆体系形成的水泥石容易脆裂,在高压射孔弹的影响下就会出现裂纹,甚至破碎。大型压裂作业对水泥环造成的破坏更大。水泥环破坏后就会形成油、气、水互窜的通道,影响油藏的评价和原油的开采。解决的办法就是在水泥浆中加入增韧、增塑材料。目前已经成功研究出了碳纤维水泥浆体系、复合纤维水泥浆体系,并应用到小井眼、小间隙井、侧钻开窗尾管悬挂井和小于19.05 mm的薄水泥环井。通过在同一地区射孔对比证明效果非常明显。目前还应用到高压漏失井用来堵漏和固井,效果很好。

3.7.4 抗高温矿渣 MTC 固井技术

MTC 技术是将高炉水淬矿渣加到钻井液中,使其转换成固井液^[5],具有流变性好、沉降稳定性好、与钻井液相容性好、顶替效率高、成本低、一二界面胶结质量好的特点,在中、低温井已广泛应用。通过优选高温外加剂,选择合理配方,可以保证深井固井质量,例如沙65井^[6]。目前还有另外的形式:一种是在水泥中掺入一定比例的矿渣来提高固井质量;另一种是钻固一体化技术,就是在打开油层之前向钻井液中加入一定比例的矿渣,形成的泥饼中含有矿渣,水泥中也掺入一定比例的矿渣,利用激活剂来提高第二界面的胶结质量。

3.7.5 盐膏层固井技术

在高温高压下,盐膏层具有较强的塑性蠕变能力,盐膏层属于水溶性地层,可造成井径不规则,并使水泥浆变稠甚至闪凝,降低水泥石的强度^[7-8]。为保证盐膏层的固井质量可采用:1)饱和盐水水泥浆体系;2)抗盐防窜水泥浆体系(抗高温胶乳体系);3)抗盐高温高密度体系;4)高钢级、厚壁和特殊螺纹套管;5)紊流冲洗液和高密度悬浮隔离液。

3.7.6 小间隙固井技术^[9]

环空小间隙表现为水泥环的厚度小于19.05 mm,小间隙固井水泥浆流动阻力大,泵压高,易造成井漏或出现砂堵憋泵,水泥环薄,射孔易碎裂,造成油气水互窜。因此,保证固井质量更为重要。除采用可靠的工具附件之外,还可采用:1)不渗透水泥浆体系;

2) 增强增塑水泥浆体系; 3) 扩眼增厚水泥环; 4) 碳纤维或复合纤维水泥浆体系; 5) 通过控制水泥浆失水和自由水, 提高水泥石的韧性, 达到提高油井寿命的目的。

4 胜科1井固井设计与施工

4.1 基本情况

胜科1井是目前胜利油田也是中国东部油田设计最深的一口科学探井, 设计井深7 000 m, 以孔2段烃源岩为主要目的层。该井具有多套压力体系, 设计钻井液密度最低1.05 kg/L, 最高1.90 kg/L。存在巨厚盐膏层、井底温度高(245℃)、地层可钻性差等特点, 施工难度大。现有的工艺技术及工具附件和水泥浆体系已不能完全满足该井固井施工的要求。

4.2 井身结构

φ508.0 mm表层套管, 下深310 m, 水泥返至地面, 一次注水泥; φ339.7 mm技术套管, 下深2 910 m, 水泥返至地面, 双级固井; φ244.5 mm技术套管, 下深4 253 m, 水泥返至地面, 尾管悬挂+回接固井; φ139.7 mm油层套管, 下深4 050~7 000 m, 水泥返至井深4 050 m, 尾管悬挂+双级固井。

4.3 技术难点

1) φ339.7 mm技术套管双级固井。一级固井水泥浆用量和替浆量都较大, 施工时间长, 返至分级箍以上的水泥浆在打分级箍循环孔之前, 有可能稠化, 造成二级固井无法进行。

2) φ244.5 mm×φ250.8 mm复合套管尾管固井。要封固大段的盐膏层, 水泥浆易稠化和发生闪凝; 由于盐膏层的影响, 该井段井径不规则, 井身质量差, 可导致固井质量差; 盐膏层的蠕动可挤坏套管。

3) φ139.7 mm尾管固井采用双级工艺。尾管双级固井工艺所使用悬挂器、分级箍结构复杂, 容易发生问题, 造成重大工程事故; 采用单级固井封固段长达2 950 m, 施工压力高, 顶替效率低, 且尾管顶部、底部温差达90℃, 调整水泥浆性能的难度大。

4) 井底温度高。井底温度达到245℃, 目前国内尚无适应该温度的水泥外加剂, 需从国外引进或开发。

5) 顶替效率低, 固井质量难以保证。由于井深和各层套管封固段长, 循环泵压高, 无法实现大排量注替, 造成水泥浆顶替效率低, 难以保证固井质量。

4.4 固井方案

1) φ339.7 mm技术套管下至井深2 910 m, 水

泥浆返至地面, 以提高盐上地层的承压能力, 减轻盐上地层被压漏的风险。该次施工水泥封固段长, 注水泥量大, 因此, 采用双级注水泥工艺。为保证安全顺利施工, 选择连续式分级注水泥工艺, 水泥浆采用低失水高分散水泥浆体系。

2) φ244.5 mm×φ250.8 mm技术套管下深4 250 m, 目的是封固不稳定地层、漏失层和蠕变的盐膏层, 确保以后的钻井安全。盐膏层选用φ250.8 mm VAM140 HC高抗挤厚壁套管, 提高套管的抗挤能力。原则是: 高抗挤、厚壁套管上下超过盐膏层大于50 m。下套管方案是: 先悬挂φ244.5 mm×φ250.8 mm的复合尾管, 再回接φ244.5 mm套管至井口。工具附件也相应地采用相同的钢级壁厚, 满足高抗挤的需求, 同时选用高密度抗盐防气窜水泥浆体系、紊流型冲洗液和高密度悬浮性好的驱油隔离液。

3) φ139.7 mm尾管油层固井存在诸多难题: 首先, 尾管双级固井工艺目前国内外无应用先例, 亦无完成该工艺的工具附件; 其次, 尾管段长2 950 m, 由此带来的是循环压力大, 无法大排量注替, 顶替效率降低, 固井质量难以保证; 再次, 井底温度高达245℃, 国内目前尚无适应245℃高温的水泥浆外加剂。笔者建议: 使用一次注水泥技术, 选用高强增塑低密度水泥浆技术或改变井身结构(先下φ177.8 mm尾管, 再挂φ127.0 mm尾管), 减少水泥封固段长度, 降低施工难度。

4.5 施工情况

1) φ339.7 mm技术套管施工^[10]。在钻井过程中穿过了6套漏层, 特别是在2 628.27~2 643.00 m井段连续漏失1.35 kg/L的钻井液140 m³, 在2 569.80~2 567.97 m井段钻井液密度低于1.30 kg/L就出现H₂S; 有8段大肚子井眼, 水泥不附加就要546 t; 存在多套压力层系, 井下情况复杂; 在井深2 800 m处还有断层。针对上述情况选择了分级注水泥工艺和四套水泥浆体系。第一级: 2 000~2 600 m井段, 应用漂珠增强型低密度水泥浆体系, 密度1.35~1.40 kg/L, 水泥浆量48.8 m³; 2 600~2 930 m井段, 应用低失水微膨胀水泥浆体系, 密度1.90~1.95 kg/L, 水泥浆量32.5 m³。第二级: 0~1 000 m井段, 选用低密度粉煤灰水泥浆体系, 密度1.60~1.70 kg/L, 水泥浆量220 m³; 1 000~2 000 m井段, 选用低失水高分散早强水泥浆体系, 密度1.90~1.95 kg/L, 水泥浆量115 m³。固井施工顺利, 国产分级箍使用正常, 固井质量良好。

2) φ244.5 mm×φ250.8 mm复合尾管施工。该

井段钻井过程十分复杂, 钻穿了多套盐膏层和软泥岩。 $\phi 244.5\text{ mm} \times \phi 250.8\text{ mm}$ 复合尾管下到目的层井深4 153.18 m后, 开泵井漏。选择挤水泥方案, 正挤密度2.27 kg/L水泥浆58 m³。判断井深3 900 m井漏。再正挤水泥浆30 m³。48 h后井口试压35 MPa没有压降。然后正常钻进。

5 几点体会

1) 深井超深井面临的技术难题是复杂的、多方面的, 要根据复杂的地质因素和油气水关系的复杂性确定施工方案。

2) 合理的井身结构和套管设计是保证安全钻井、保证固井质量的关键。

3) 科学合理地进行深井超深井固井设计, 积极探索深井超深井完井固井工艺, 研制适用高温高压的系列外加剂。

4) 完井固井施工中会遇到意想不到的问题, 要根据变化的情况制定针对性的解决方案。

5) 国产工具附件(例如 $\phi 339.7\text{ mm}$ 分级箍、 $\phi 244.5\text{ mm} \times \phi 250.8\text{ mm}$ 悬挂器、特殊扣型的浮箍浮鞋等)可以满足大尺寸、深井、高温的要求, 而且成本较低, 可以节约大量资金。

6) 固井设备对保证深井施工、保证固井质量是非常重要的。

参 考 文 献

- [1] 黄柏宗, 谢承斌, 蔡久能. 深井固井的若干问题 [J]. 钻井液与完井液, 2003, 20 (5): 51-53.
- [2] 何炽. 川西北地区超深井钻井的实践和认识 [J]. 钻采工艺, 1998, 21 (6): 1-8.
- [3] 刘德平. 川东地区深井及大斜度井固井实践 [J]. 钻采工艺, 1995, 18 (1): 13-17.
- [4] 马开华, 翟惠海, 丁士东. 提高塔北地区深井固井质量对策与建议 [J]. 石油钻探技术, 1997, 25 (2): 31-33.
- [5] 王文立, 江山红, 宋明全. 矿渣 MTC 技术研究及普及应用 [J]. 石油钻探技术, 1996, 24 (2): 29-30.
- [6] 崔龙兵. 沙 65 井深井抗高温矿渣 MTC 固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2002, 30 (3): 20-21.
- [7] 侯殿波. 深井盐膏层固井水泥浆体系研究与应用 [J]. 石油钻探技术, 2004, 32 (3): 18-20.
- [8] 黄李荣. 塔河油田盐膏层固井工艺技术研究 [J]. 石油钻探技术, 2004, 32 (3): 21-23.
- [9] 孙兆玉. 准噶尔盆地深井固井难点分析与技术对策 [J]. 石油钻探技术, 2004, 32 (4): 15-17.
- [10] 张宏军. 胜利 1 井 $\phi 339.7\text{ mm}$ 套管双级固井技术 [J]. 石油钻探技术, 2006, 34 (2): 69-71.

[审稿 毛克伟]

Deep Well Cementing Technology Research and Application

Zhang Hongjun

(Huanghe Drilling Corporation, Shengli Petroleum Administration, Dongying, Shandong, 257064, China)

Abstract: This paper analyzes deep and ultra-deep well cementing difficulties, main factors affecting cementing qualities, crucial problems to be tackled. Technical measurements are also presented to improve deep well cementing qualities. Taking well Shengke-1 for example, the key deep exploration well of Sinopec with a planned depth of 7 000 m, this paper discusses deep well cementing difficulties, considerations for cementing program design and field operation. Presently, the Well Shengke-1 has finished cementing operations for the intermediate casing of $\phi 339.7\text{ mm}$ strings and the combined liner strings of $\phi 244.5\text{ mm} \times \phi 250.8\text{ mm}$. All accessories and cement additives involved in cementing operations are manufactured in China. The successful application of first $\phi 339.7\text{ mm}$ stage collar and four slurry systems ensured the cementing quality, which set up a good foundation for further safety drilling.

Key words: deep well, ultradeep well; cementing quality; technology design

毛坝场构造发现超百米良好储层

毛坝 4 井所在构造位于川东断褶带毛坝场构造北端, 东边紧邻普光构造, 设计井深 4 820 m, 完钻层位为二叠系龙潭组。该井在三叠系飞仙关组 2 段到 1 段(未穿)第三至第十八次连续取心, 发现有超过 100 m 的良好储层, 而且在取心钻进中, 有比较好的天然气显示, 全烃值以 2 段和 1 段为最好。主要储集岩为残鲕中晶白云岩、含砾屑鲕粒细晶白云岩、鲕粒中细晶白云岩, 孔隙极其充分, 最高孔隙度可达 25%, 为 I、II 类储层, 灰白色细粉晶白云岩、浅灰色含砂屑粉细晶白云岩以 III 类储层为主。