

一次注好水泥是否现实

R.C.Smith
Amoco Production Co.

姚荣魁 译
陈元顿 校

摘 要

一口井的生产工况在很大程度上取决于一次注水泥作业的质量。水泥凝结的质量好,就不会有泥浆和天然气的通道,在主要生产层位的套管和地层之间能封隔得很好;如果固井作业不合格,则油井就达不到最佳的性能。要使一次注水泥作业获得成功就要有一个积极的态度,并要有各方面的支持、严格的技术监督和质量控制、精心地设计、以及细致地做好准备工作。本文要讨论有关固井方面的技术应用和相互影响,以及有关成功注水泥的其它因素,包括独特控制质量步骤的例子,但不涉及完成注水泥工作的技术细节,这些可以从本文的参考文献中查阅到。

讨 论

最近有一篇短评对注水泥工作发表有这样的意见:“水泥注坏了没有什么可原谅的,可是注好了也没有什么可说的”^[1]。我的看法是,这句话的前半句是对的。我觉得一次注水泥成功是可以实现的^[2],这也并不是说不经努力就可以轻易得到,但是,是能够做得到的。

油层套管的一次注水泥工作是一口井整体施工中的最重要环节,可是它的重要性往往被忽视,其表现是在投标和承包过程中削价很厉害^[3,4]。可是,毕竟是花多少钱办多少事,注好水泥需要有技术,而技术是要花钱的。

准 备 井 眼 条 件

开钻以前就要开始进行注水泥设计。设计和决策的最主要目的是封隔好井筒目的层(见图1)。水泥和套管、地层和水泥之间必须要封固好;与此同时,环空间的水泥封固井段还不能有泥浆窜槽和气窜。如果想达到这样的目的,就要从设计到施工为注好水泥准备井眼条件。理想的井眼条件(见图2)应是:

1. 钻头直径比套管直径大3英寸(7.62厘米)——至少是1½英寸(3.81厘米)^[2,5];
2. 尽可能地使井径规则(无冲蚀井段);
3. 尽量将井眼打直(没有严重的狗腿);
4. 井壁稳定、无复杂情况(无垮塌、缩颈或漏失)。

在所有设计中,钻井人员必须要把这些要求看成是硬性规定,不能只顾降低钻井周期和泥浆费用而放弃这些规定。因为修井的挤水泥费用会远远地超出所节约的钻井费用,更何况

漏掉产层，甚至整个油田将会带来更严重的损失。

要有积极的态度

对注好水泥必须要有一个持续的积极态度。它是注好水泥整个塔式结构的基础，见图示3。人们必须相信注好水泥是可能的，持这种态度是注好水泥的可靠保证，当然其中也不排斥人的努力、时间和金钱。

办任何事情都要有个轻重缓急，对注好水泥来说，首先要一出手就把工作做好。

发挥集体力量

集体力量——整个塔的第二层——对注好水泥来讲是必不可少的。所谓这个集体包括服务公司的人员，施工公司和钻井承包商。在他们中间，特别是钻井工程师和服务公司的工程师之间应当及早建立联系和协作关系，做出符合于井眼要求的工程设计是需要时间的。全体人员都要了解从设计开始，在水泥中掺混外加剂，直到配成水泥浆的全部工作流程。这项工作对一、二个人来说工作量是太大了。但是为了注好水泥就需要发挥集体力量来掌握这许多方面的质量检查方法。通常的作法是：经营者应当把钻井领班和至少一名钻井工程师放到质量检查的岗位上。

工艺技术的应用

图3中整个塔的第三层为注水泥工艺技术的应用。这项工艺技术包括技术规程、方法、材料准备和作业施工。技术诀窍必须要同现场实践相结合，要做到这一点，现场人员必须要掌握这些技术。因此，技术传授的方法就不要受公司的限制，可与研究机构和制造厂商联系，内容包括业务研讨、课堂传授、经验交流和专家到现场服务。到那时，要确保技术上的应用成功，还必须要负责任。

1. 注水泥作业计划

在注水泥工作中就其重点来说有作业计划、水泥浆设计、掺混外加剂、配制水泥浆、井眼准备和泵送水泥浆诸项工作^[6,7]。其中每一项都很重要，并且都有很多工作要做。符合于工程需要的水泥浆设计要满足井眼的全面要求，并受井深、井下温度、地层破裂压力梯度、水泥浆密度、天然气窜槽、失水、注水泥时间、水泥凝结、配浆用清水的类型和质量、钻井泥浆的类型和密度、顶替水泥浆时的流型和水泥品种的作用影响。在设计过程中要考虑各因素的相互关系，但归根结蒂是要满足井眼的全面要求。在参考文献中包括有阐述确定诸因素方法的文章^[6,7,10]。本文择其最重要的因素予以说明的是：

- (1) 如何确定井下温度；
- (2) 确定地层破裂压力梯度；
- (3) 控制天然气窜槽；
- (4) 为注好水泥准备泥浆和井眼条件；
- (5) 在水泥中掺混外加剂。

2. 井温

因为井下温度影响到水泥的各项性能指标，其中特别是可泵时间和胶凝强度^[6,9]，所以井温是相当重要的因素。可泵时间是水泥浆保持可泵性的持续时间。注水泥时的井下温度受泥

浆的类型和比重、井深、循环时间、地理位置和其他各种因素的影响变化很大^[8]。温度对于可泵时间（或稠化时间）的影响见图4。从图4中可看出虽然井下循环温度增加得很少，而可泵时间却显著减少；因此必须准确地测准井下温度。录取井下温度资料是将井温仪下至预定下套管的深度测定的。在停泵中止循环大约24小时以后所测定的井下最高温度，可认为已趋于稳定。停泵以后不足24小时，要重测井温曲线或者在井底部位重新测量^[9]。待取得稳定的井下温度以后，就可以对照API水泥产品目录，查找出适合于该井下温度稳定值的水泥品种，为注水泥设计提供依据^[10]。如果我们在井底反复测了几次，在设计中也要考虑这些井温补充资料。

3. 破裂压力梯度

在钻井设计阶段，有关套管的下入深度、泥浆比重和注好水泥的必要条件就应当有个初步方案。钻井资料积累得越多，提出的方案便更加可靠。确知地层破裂压力、孔隙压力和地层岩性不仅是优化套管设计和钻井设计的需要，而且也是为注好水泥做准备的。选择好套管下入深度可以防止产生漏失问题，并在钻井过程中随时可以进行井控。所以了解破裂压力的基本概念是很必要的。

从安全角度出发，为完成注水泥目的所选用的地层破裂压力数据应当用破裂延伸压力，(Fracture Extension Pressure)。不要和大于岩石抗拉强度的破裂起始压力 (Fracture Initiation Pressure) 两者混淆等同起来。由于模拟测定的岩石抗拉强度并不能准确无误地反映出原生岩石抗拉强度，所以也就不能把破裂起始压力预测得很准确。图5为地层控制能力试验 (Formation Control Capability) 的两组曲线，从图中可以看出破裂起始压力和破裂延伸压力之间的区别。两次试验是在8,000英尺 (2,438米) 的井内大约相隔一小时进行的，注意在第二次试验中不存在破裂起始压力，而前后二次试验的破裂延伸压力基本没什么变化。第一次试验时破裂起始压力约为450磅/英寸² (3,100千帕)，较破裂延伸压力大1磅/加仑 (120公斤/米³)。看来地层一旦压开之后，由于岩石强度不能再恢复到原有状态，在井控时也就达不到预期压力。即使是在正常钻井状态，无意中也有在地面无反应而有可能压漏地层的情况，所以此时若仍以破裂起始压力设计最高水泥浆比重，很可能在注水泥过程中造成漏失。因此，对注水泥设计来说，应以破裂延伸压力为最大安全压力。

地层破裂压力受覆盖压力、孔隙压力和基岩应力系数的影响，可用下式表示：

$$P_t = P_p + K(S_{ov} - P_p) \quad (1)$$

式中：

P_t = 地层破裂压力，磅/英寸²，

P_p = 地层孔隙压力，磅/英寸²，

S_{ov} = 覆盖压力，磅/英寸²，

K = 基岩应力系数，无量纲。

由方程1可预测地层破裂压力。覆盖压力、地层孔隙压力和基岩应力系数要取推定值。地层覆盖压力由密度测井资料统计计算求出，孔隙压力通常从电测测井综合对比资料和钻井参数计算出^[27]，而基岩应力系数 K 则要从地层的实测破坏性试验数据中求出——也即是，水力压裂，或在套管鞋处进行地层破裂的地层控制能力试验——或漏失试验 (leak-off test)。求导这项系数时，将其他已知参数代入方程1进行反算便可求得。这时所取的破裂压力 P_t 值必须是地层破坏性试验中的破裂延伸压力值。J.C.Matthews和W.R.Matthews按此种方法

根据一些地区的实测资料,已确定出了基岩应力系数与井深的关系曲线^[13]。

有时,也有人用波桑比作为应力系数^[14],但是使用波桑比所推算出来的破裂压力也不见得可靠。

参考文献13为确定井下破裂压力提供了修正工艺规程,由此可确定最高水泥浆密度。

图6中所举出陆上的破裂压力曲线例子与地层覆盖压力和孔隙压力有关。此处所指的覆盖压力不是常量,而是由密度测井资料统计计算出来的。这条曲线在海上应用时尚需依据海平面以上泥浆出口高度和海水深度进行校正^[26]。

4. 套管下深

选择套管下入深度必须要考虑到井控和钻井、注水泥过程中预防漏失问题。如图7所示,图中有一条过平衡钻井的泥浆比重曲线。由这条曲线和破裂压力曲线可以确定出套管下入深度(见图7)。管辖钻区的公司和已有的现场规则对表层套管的最大和最小下入深度都有规定。同样的,对其他套管下深也给出了确定压力梯度的方法、步骤。因此,在确定最后一层套管下入深度和确定全井套管程序过程中必须要遵循这些准则。

5. 水泥浆密度

如图7所示的套管程序,为防止井漏而设计的最高水泥浆密度为:

(1) 生产尾管约为17.5磅/加仑(2,096公斤/米³);

(2) 钻井尾管约为15磅/加仑(1,797公斤/米³);

(3) 中间技术套管上部为11.5到12.5磅/加仑(1,378到1,498公斤/米³)的水泥浆,下部为15.8磅/加仑(1,893公斤/米³)的水泥浆。

确定最优的水泥浆密度需要做大量的工作,但是,对注好水泥来说,付出这些劳动还是值得的。

API水泥有9种,再加以其他非API水泥和各种添加剂可以得到较大幅度范围的水泥浆密度。图8为一般纯水泥与加重水泥的水泥浆密度对比。各种水泥的性能和适用范围不尽相同,通过室内试验可测定出其适用范围的上、下限。

6. 气体窜槽

在注水泥过程中,地层内的天然气便具有一定条件窜入井内,特别是在水泥候凝期间必须设法防止气窜。不然,将会产生套压升高,井口大量漏油漏气,产层封堵不良,向非生产层漏窜,不能进行增产措施,产率降低等问题(见图9)。对所有这些问题进行善后补救都是很费钱的。

当水泥开始水化以前,环空中的水泥浆液柱是能够传递静水压力的,天然气不会侵入水泥浆中。可是,在水泥浆开始水化的早期阶段,水泥浆的胶凝强度逐渐增加,当达到一定程度时便能承受负荷,这样,就失去了传递静水压力的作用^[15],在这种情况下就会发生天然气窜槽。

控制天然气窜槽有几种有效的办法,每种方法都有其长处。最早所采用的方法中包括有控制水泥浆失水^[16]、环空加回压、提高水泥浆密度和降低自由水含量^[17]。这些方法目前仍在沿用,也可以解决一些气窜问题,但没有达到彻底解决的程度。另外的一些方法有:使窜入的天然气与水泥相互发生作用,在水泥孔隙空间形成非渗透层^[18]。其他也有使用非渗透性水泥以防止气窜的^[19]。再就是在水泥中掺入添加剂^[20],配制成能在水化过程中可以膨胀的水泥。在选择一种最佳方法或组合方法以控制气窜时,必须要考虑多种井眼条件。这些条件有:地

层压力、地层的渗透性、天然气的流量、井底温度、井眼几何尺寸、井斜和方位、水泥段段长、地层破裂压力。

防止天然气窜槽在工艺技术上可以采用的措施，是使用套管外封隔器封堵环形空间（见图10）^[7]。它封堵了天然气窜槽的三条通道：地层/水泥界面，套管和水泥之间的微隙和注水泥井段水泥本身的通道。

7. 泥浆和井眼的准备

为提高一次注水泥工作的泥浆顶替效率，必须做好井眼和泥浆的准备工作^[21,22]。这是一个一次性的作业过程，不能操之过急——套管下到井底以后，要用24小时以上的时间来循环处理泥浆和井眼复杂情况。处理这样的问题，最好的情况也就是能使环空中的水泥浆沿泥浆的循环通道上返。所以，做好泥浆和井眼的准备工作并不是无缘无故的白花费时间。现将一些行之有效的重要注水泥步骤概括如下。

在下套管以前的几趟钻就要将泥浆处理好，并为注水泥准备好井眼条件。通井时要检查井眼是否稳定，有无塌落和台肩，一定要将问题处理好以后再下套管。下套管时要控制下放速度，防止速度过快压漏地层。套管一旦下入井底，就要开始活动套管，循环调整泥浆性能^[6,7,21]，至少要循环出井筒内95%液量才能注水泥。井筒容积要用井径仪测定。泥浆性能的标准为：尽可能降低泥浆的塑性粘度和动切力，只要塑性粘度和动切力能够悬浮住有用的固相颗粒就可以了^[7]（不过，在大斜度井中这是不可取的）^[23]。用地面调整好的泥浆以准备注水泥用的高泵速循环井眼，高循环速度可除去因高温和失水影响胶结力强的泥浆。除此而外，要按照如下几条提高顶替效率：

- （1）进出口的泥浆性能一致；
- （2）返出泥浆的漏斗粘度要小于50秒，与进口泥浆粘度相差在5秒范围以内；
- （3）返出泥浆的天然气含量在10个单位范围以内。

按照这几条去做，有助于注水泥成功。

8. 掺外加剂的重要性

要选择合适的散装外加剂或干燥外加剂。散装的外加剂都是磨碎的，在掺合过程中若未经过检查就可能产生各种问题，最终导致注水泥失败。注水泥设计按试验室所提供的化验数据做出以后，就要按其组分或配方掺混备料，以保证打入井内的水泥浆性能符合要求。影响水泥浆性能的两个主要因素是掺入水泥的外加剂浓度和分布状态，外加剂浓度的微小变化对水泥浆性能影响很大。因此，在这方面按质量要求办事是相当重要的^[25]。下面是水泥掺混外加剂的操作步骤。

- （1）散装罐在下料前要进行外观检查。罐内若残存有先前遗留的水泥，会污染水泥质量而不能满足井下要求。如果残存量过多，必须清除干净；
- （2）仔细检查外加剂需用量计算值是否正确；
- （3）每次向水泥中掺入外加剂时都要用计量罐计量。除此而外，尚需清点、垛好散装的每袋外加剂；
- （4）计量罐的容量至多为散装罐的50%；
- （5）操作员调整好气阀位置；
- （6）将外加剂用空气吹入罐中，然后，倒罐混合搅拌至少三次；
- （7）采集具有代表性的掺混外加剂的水泥样品供分析化验用。

此处应注意的是取样方法问题。尽管上述取样方法具有一定的局限性，但是从厂家来说已经将外加剂和水泥混合搅拌三次了。利用连续的管内取样装置，可从每批混料中取得具有代表性的样品。至少取出两份有一加仑容量的样品，并标明是从哪个罐里取来的。

搅混完毕后，进行实验室试验，确定其在预计温度和压力条件下的化学组分^[28]或泵送时间^[10]。

现场施工和监测

对注水泥现场施工过程中的几项重要参数要进行监测、调整和控制。收集和分析这些资料对现场所发生的问题可及时地作出决定。数据的采集应包括排量，环空返速、井口压力（水泥头上的压力）、进出口泥浆密度（用放射性或U形管平衡自动测量水泥浆密度装置测定），替泥浆量，返出量，活动套管时大钩负荷。现场监督能从监测拖车或可移动式电子记录仪前观测到现场整个施工数据，以便随时发出指令。

在以上采集的数据中，特别重要的是泥浆返速，因为泵入套管内的水泥浆由于其自重所产生的液柱压力差使套管顶部造成真空，这时的返速便超过顶替速度^[29]。可是随后自重作用逐渐减缓，返速又较顶替速度减少很多，在这个时候可能误认为是发生了漏失。因此，使用井下模拟器计算并绘制出作业特性曲线是相当重要的，这样，在施工过程中就可和实时数据相比较。全开式（Full-opening）电磁流量计适用于测定水基体系的（泥浆和水泥浆）返速，它比通常使用的计量罐准确得多。

测定泥浆返速的另外原因是用以控制顶替速度，保证在替泥浆过程中环空流型合适。例如，在施工过程中若要求环空为紊流，那么环空返流就不能低于临界返速。另一方面，设若要求为塞流，环空返速就不要超过临界流速。

结 论

1. 一次注好水泥是可以实现的。
2. 一次注好水泥要把住质量关。
3. 一次注好水泥需要有积极态度，多方面的支持和负责精神。

参 考 文 献

1. "Cogent Comment," World Oil (Jan. 1985).
2. Smith, R. C.: "Successful Primary Cementing Can be a Reality," J. Pet. Tech. (Nov. 1984), 1851-1858.
3. "Dialog," J. Pet. Tech. (Mar. 1985).
4. Jenkins, Dean: "President's Outlook," Well Servicing (Mar./Apr. 1985), 9.
5. Shryock, S. H. and Smith, D. K.: "Geothermal Cementing - The State-of-the-Art," Halliburton Services Brochure C-1274.
6. Smith, D. K.: Cementing, Monograph Series, SPE, Dallas (1976).
7. Suman, G. O., Jr., and Ellis, R. C.: Cementing Handbook, World Oil (1977).
8. API Task Group: "Better Temperature Readings Promise Better Cement Jobs," Drilling-ECW (Aug. 1977).
9. Venditto, J. J. and George, C. R.: "Better Wellbore Temperature Data Equal Better Cement Job," World Oil (Feb. 1984).
10. API Specifications for Materials and Testing for Well Cements, API Spec. 10, 2nd Ed., API Production Dept., Dallas (1984).
11. Matthews, W. R. and Kelly, J.: "How to Predict Formation Fracture Pressure and Fracture Gradient," Oil and Gas Journal (Feb. 20, 1967), 92.
12. Pilkington, P. E.: "Fracture Gradient Estimates in Tertiary Basins," Pet. Eng. - Intl. (May 1978).
13. Matthews, J. C. and Matthews, W. R.: "Program Calculates Frac Gradients for Many Basins," Oil and Gas Journal (July 8, 1985) 39-43.
14. Eaton, B. A.: "Fracture Gradient Prediction and Its Application in Oilfield Operations," J. Pet. Tech. (Oct. 1969), 1353.
15. Cheung, P.-R. and Beirute, R. M.: "Gas Flow in Cements," J. Pet. Tech. (June 1985), 1041-1048.
16. Garcia, J. A. and Clark, C. R.: "An Investigation of Annular Gas Flow Following Cementing Operations," Paper SPE 5701 presented at the 1976 SPE Symposium on Formation Damage Control, Houston, Jan. 20-30.
17. Webster, W. W. and Eikerts, J. V.: "Flow After Cementing - A Field Study and Laboratory Model," Paper SPE 8259 presented at the 54th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 23-26, 1979.
18. Bannister, C. E., Shuster, G. E., Wooldridge, L. A., Jones, M. J. and Birch, A. C.: "Critical Design Parameters to Prevent Gas Invasion During Cementing Operations," Paper SPE 11982, presented at the SPE 58th Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Oct. 5-8, 1983.
19. Tinsley, J. M., Miller, E. C., and Sutton, D. L.: "Study of Factors Causing Annular Gas Flow Following Primary Cementing," J. Pet. Tech. (Aug. 1980) 1427-1437.
20. Griffin, T. J., Spangle, L. B., and Nelson, E. B.: "New Expanding Cement Promotes Better Bonding," Oil and Gas Journal (June 25, 1979), 143-151.
21. Haut, R. C. and Crook, R. J. Jr.: "Primary Cementing: Optimized for Maximum Mud Displacement," World Oil (Nov. 1980).
22. Clark, C. R. and Carter, L. C.: "Mud Displacement with Cement Slurries," J. Pet. Tech. (July 1973), 775-783.
23. Keller, S. R., Crook, R. J., Haut, R. C., and Kulakofsky, D. S.: "Problems Associated with Deviated Wellbore Cementing," Paper SPE 11979 presented at the SPE 58th Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Oct. 5-8, 1983.
24. Pace, R. S., McElfresh, P. M., Cobb, J. A., Smith, C. L., and Olsberg, M. A.: "Improved Bulk Blending Techniques for Accurate and Uniform Cement Blends," Paper SPE 13041 presented at the SPE 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept. 16-19, 1984.
25. Smith, R. C.: "Successful Primary Cementing Checklist," Oil and Gas Journal (Nov. 1, 1982).
26. Christman, S. A.: "Offshore Fracture Gradients," J. Pet. Tech. (Aug. 1973).
27. Hottman, C. E. and Johnson, R. K.: "Estimation of Formation Fracture Pressures from Log-Derived Shale Properties," J. Pet. Tech. (June 1965), 717.
28. McElfresh, P. M.: "Chemical Thickening-Time Test for Cements," J. Pet. Tech. (Feb. 1983).
29. Beirute, R. M.: "The Phenomenon of Free Fall During Primary Cementing," Paper SPE 13045 presented at the SPE 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept. 16-19, 1984.

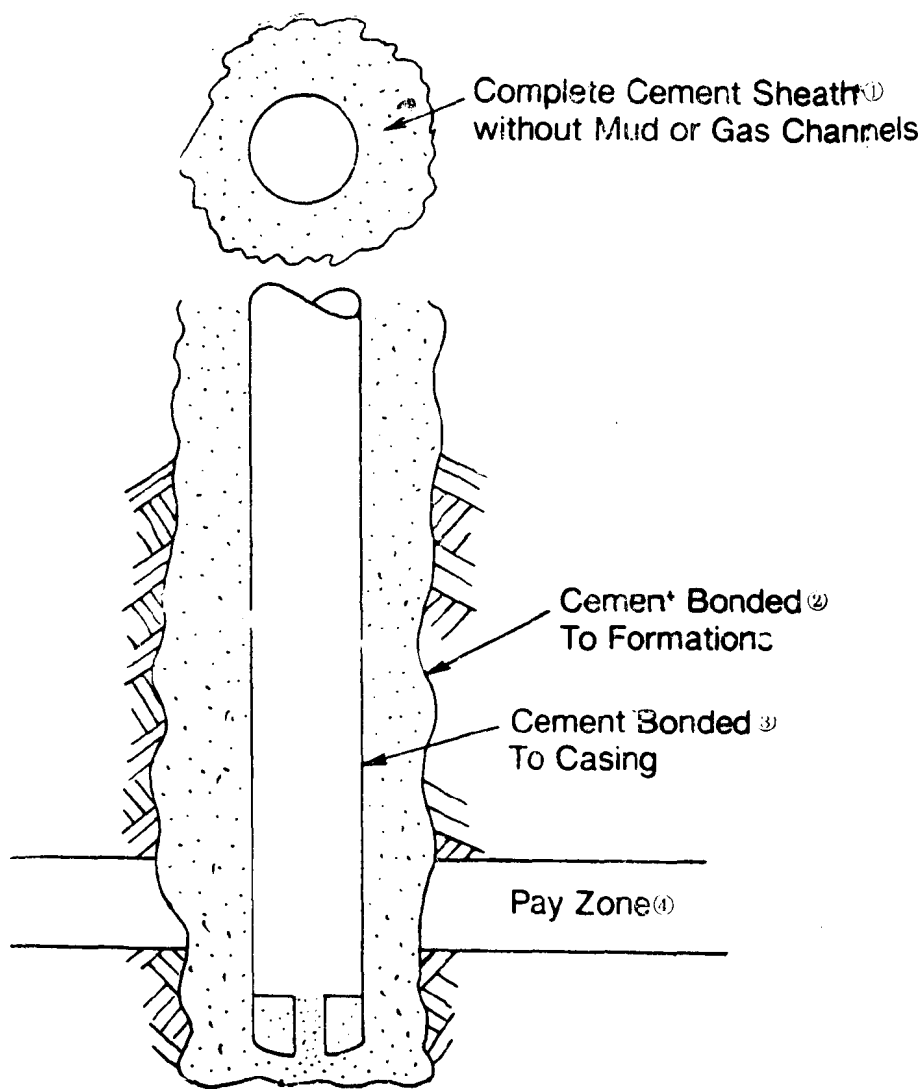


图 1 一次注水泥的目的

①水泥充满环空，无泥浆或天然气窜槽；②水泥与地层粘结；③水泥与套管粘结；④生产层

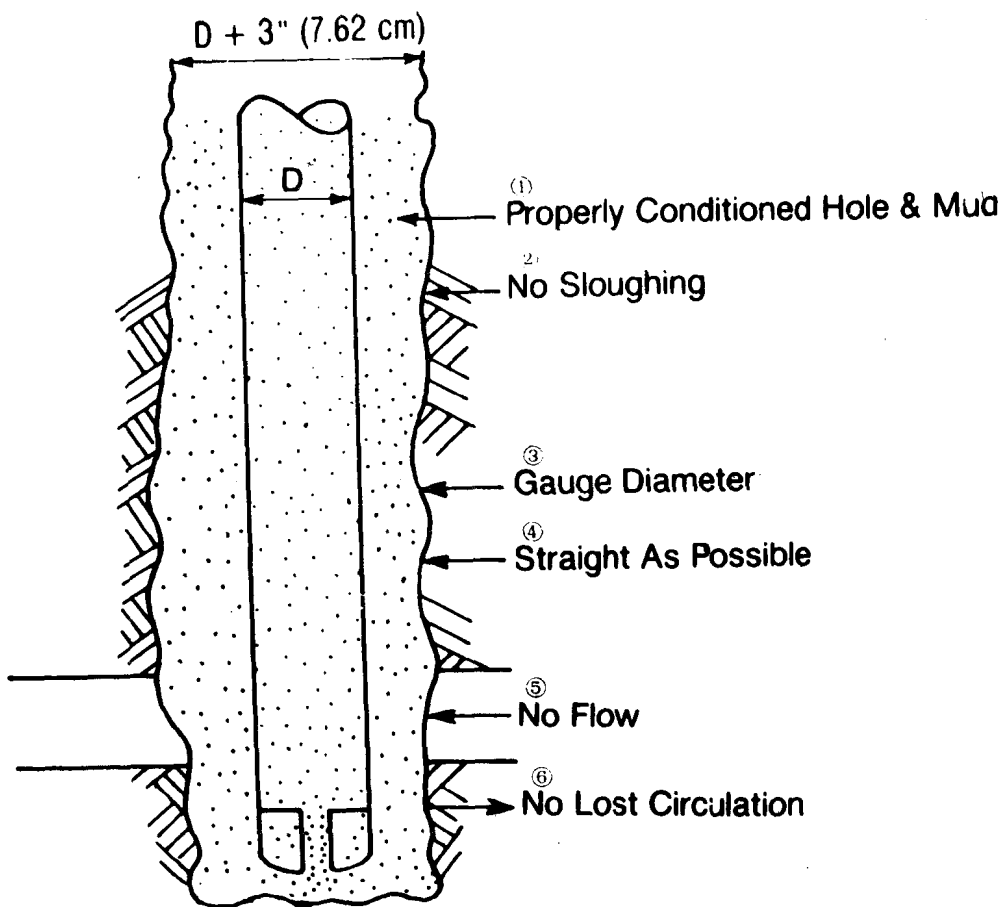


图 2 满足注水泥要求的井眼条件

① $D + 3'' (7.62 \text{ 厘米})$ ；② 井眼和泥浆的适当条件；③ 无坍塌；④ 井径规则；⑤ 尽可能打直；
⑥ 无油、气、水侵；⑦ 无漏失现象

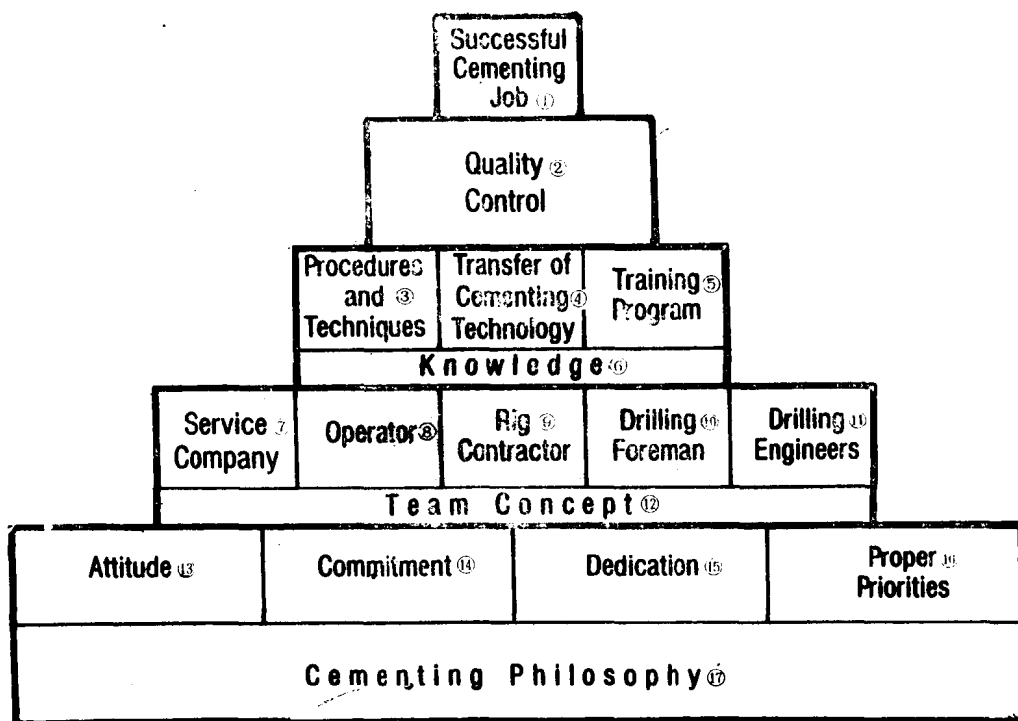


图 3 一次注好水泥的程序结构

- ①成功的注水泥作业；②质量控制；③工艺过程和方法；④交流注水泥技术；⑤人员培训；⑥基本知识；
 ⑦服务公司；⑧操作人员；⑨钻井承包商；⑩钻井领班；⑪钻井工程师；⑫人员组成；⑬积极态度；
 ⑭各方支持；⑮献身精神；⑯重点安排；⑰注水泥基本原理

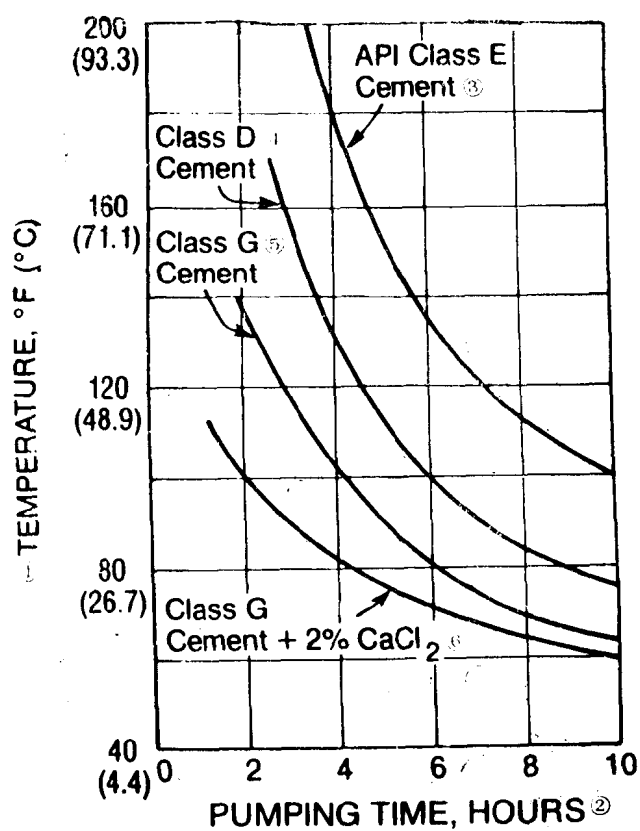


图 4 在大气压力下，温度对各种API水泥可泵时间的影响
 ①温度，°F (°C)；②可泵时间，小时；③API E 级水泥；④D级水泥；
 ⑤G级水泥；⑥G级水泥 + 2 %氯化钙

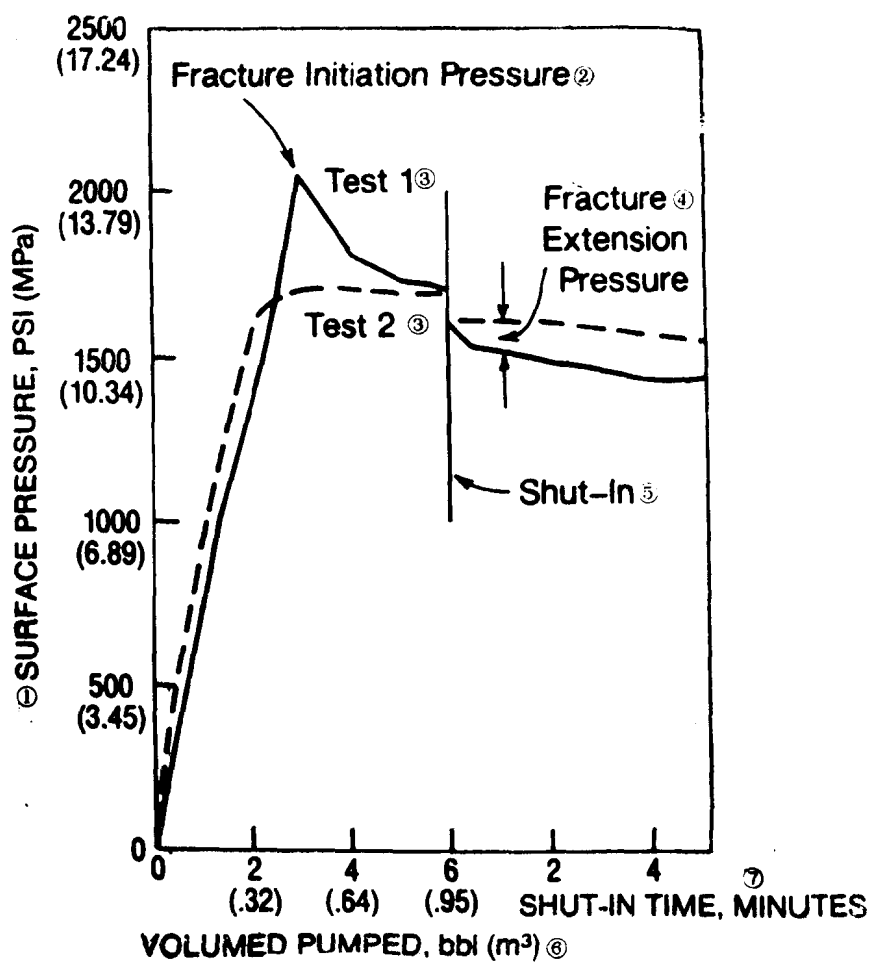


图 5 地层漏失试验

①地面压力，磅/英寸²（兆帕）；②起始破裂压力；③第一次试验，第二次试验；
④破裂延伸压力；⑤停泵；⑥泵入容积，桶（米³）；⑦停泵时间，分

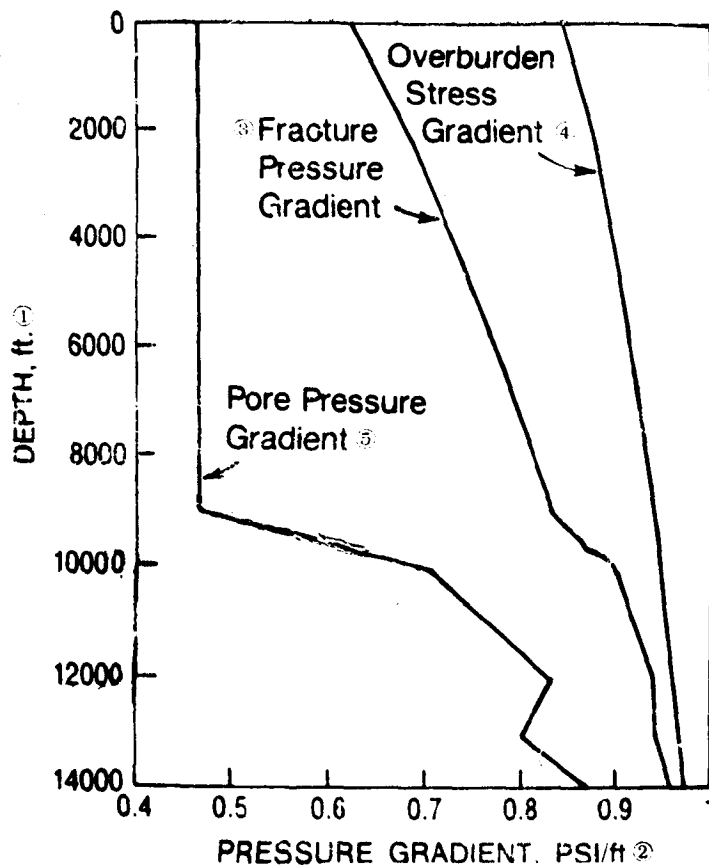


图 6 陆地上地层破裂压力

①井深, 英尺; ②压力梯度, 磅/英寸²·英尺; ③破裂压力梯度;
④地层覆盖压力梯度; ⑤孔隙压力梯度

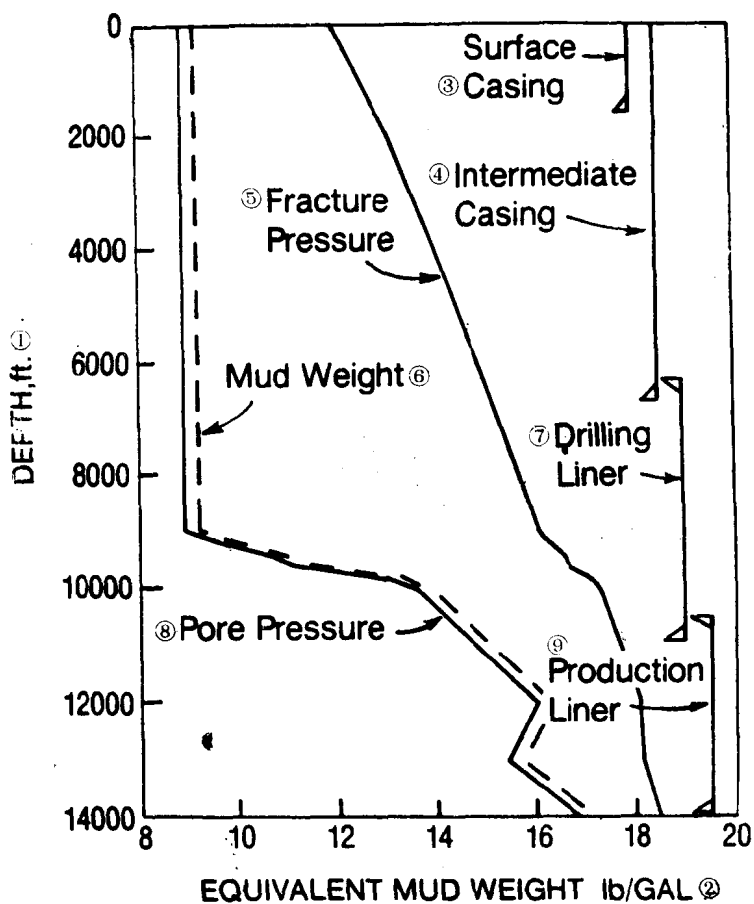


图 7 套管合理下入深度的确定

①井深，英尺；②当量泥浆比重，磅/加仑；③表层套管；④中间技术套管；⑤破裂压力；
⑥泥浆比重；⑦钻井尾管；⑧孔隙压力；⑨生产尾管

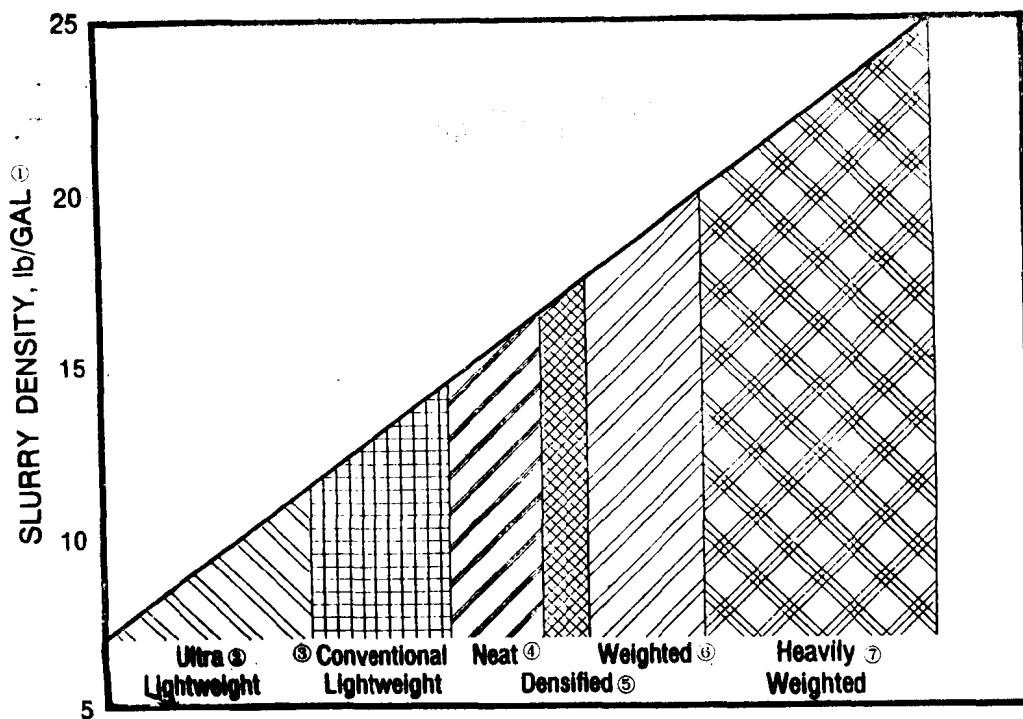


图 8 水泥浆密度范围

①水泥浆密度，磅/加仑；②超低比重水泥；③一般低比重水泥；④纯水泥；⑤改进配浆方法，提高水泥浆密度；⑥一般加重水泥；⑦高比重加重水泥

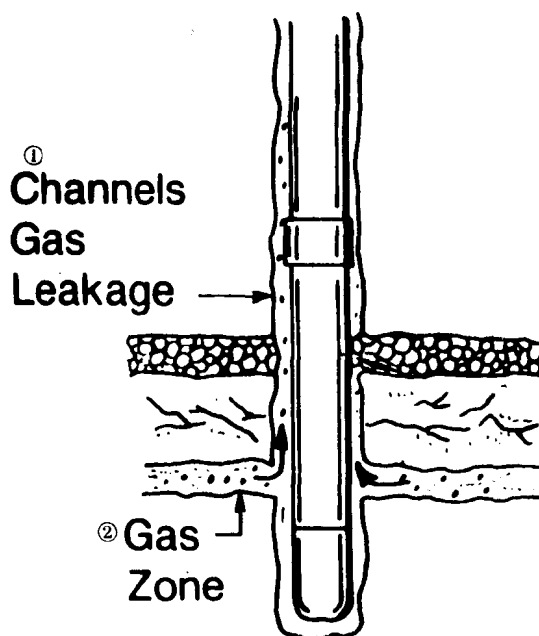


图 9 环空水泥间气体窜槽

①天然气窜槽通道；②气层

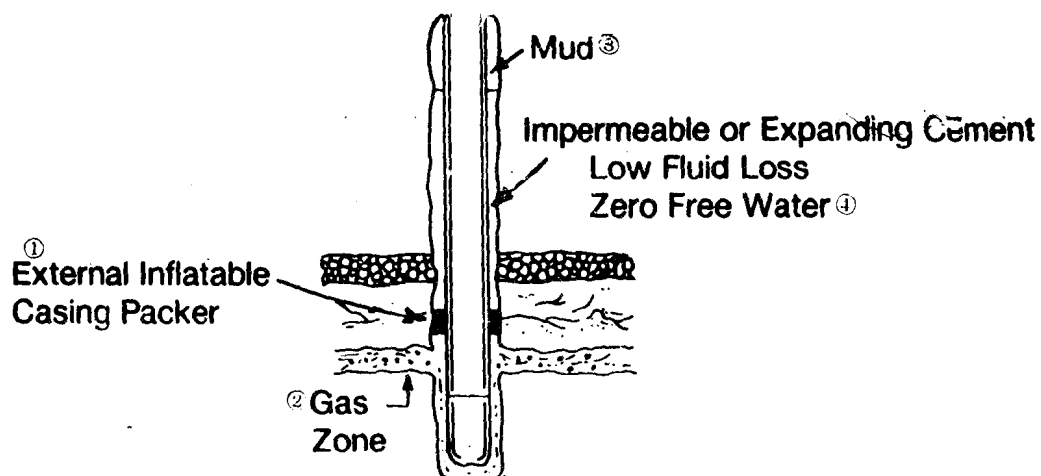


图 10 使用套管封隔器防止环空水泥窜槽

①套管管外水力封隔器；②气层；③泥浆；④使用非渗透或膨胀水泥，低失水，无自由水