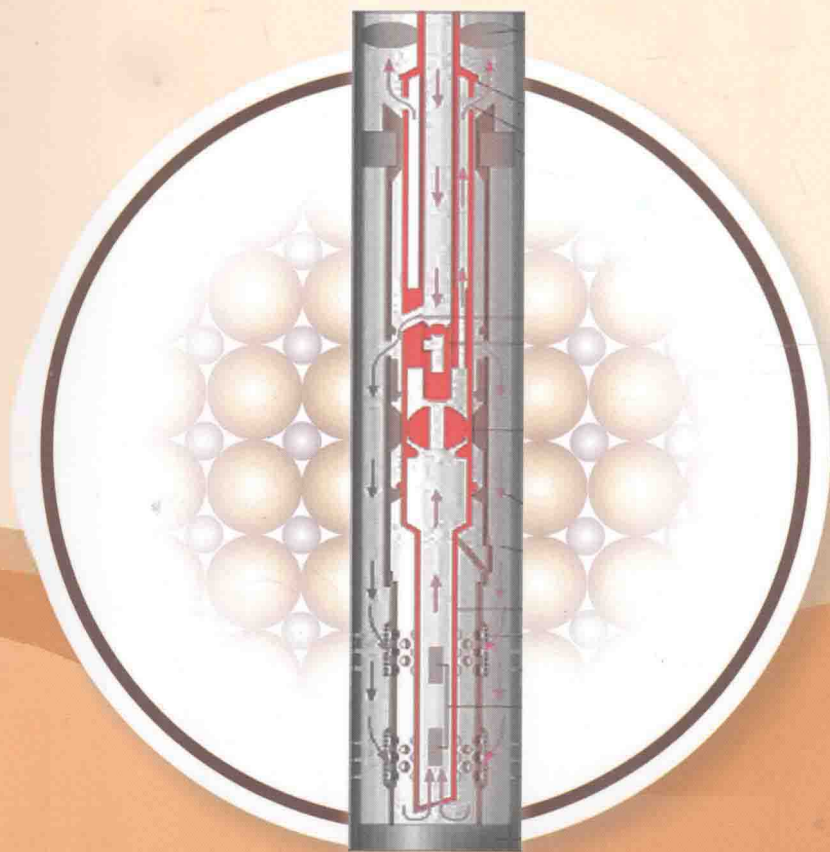


疏松砂岩压裂防砂技术

——以文昌油田为例

王杏尊 温庆志 刘刚芝 编著



石油工业出版社

疏松砂岩压裂防砂技术 ——以文昌油田为例

王杏尊 温庆志 刘刚芝 编著

石油工业出版社

内 容 提 要

本书系统介绍了目前疏松砂岩常用的3种压裂防砂技术——高压填充防砂技术、压裂填充防砂技术、纤维网络压裂防砂技术,并分别以文昌油田不同区块为例加以说明。在此基础上,介绍了疏松砂岩压裂支撑剂导流能力评价实验和压裂液返排数值模拟及应用。

本书可供从事水力压裂的技术人员、管理人员阅读,也可供石油院校相关专业师生参考。

图书在版编目(CIP)数据

疏松砂岩压裂防砂技术:以文昌油田为例/王杏尊,温庆志,刘刚芝编著.
北京:石油工业出版社,2013.9

ISBN 978-7-5021-9679-0

- I. 疏…
- II. ①王…②温…③刘…
- III. 砂岩油气藏-油井防砂-研究
- IV. TE358

中国版本图书馆 CIP 数据核字(2013)第 161141 号

出版发行:石油工业出版社

(北京安定门外安华里2区1号 100011)

网 址:<http://pip.cnpc.com.cn>

编辑部:(010)64523579 发行部:(010)64523620

经 销:全国新华书店

印 刷:北京中石油彩色印刷有限责任公司

2013年9月第1版 2013年9月第1次印刷

787×1092毫米 开本:1/16 印张:9.25

字数:230千字

定价:36.00元

(如出现印装质量问题,我社发行部负责调换)

版权所有,翻印必究

前 言

我国疏松砂岩油藏分布范围广、储量大,在石油工业中占有重要的地位。疏松砂岩油藏,尤其是低渗透疏松砂岩油藏,在开发过程中面临着油井出砂和单井产能低等问题,增产改造和防砂成为此类储层科技攻关的重点方向。压裂防砂技术既能解决地层出砂,又能解决油井产能低等问题,是低渗透疏松砂岩油藏实现增产和防砂的有效方法。矿场实践表明,压裂防砂技术通过水力压裂形成人工裂缝,改善了地层原油渗流条件,降低了流动阻力,增大了渗流面积,起到了防砂、稳砂的作用,具有增产和防砂双重功效。

本书为笔者多年来的研究成果总结。希望借此书为我国压裂防砂技术的推广应用搭建信息交流的平台,进而加快压裂防砂技术更新的步伐,进一步提高压裂防砂技术的适用性、针对性、前瞻性和现场可操作性。

本书是水力压裂专家、技术人员和现场施工人员多年辛勤工作的结晶,胜利油田、江苏油田、长庆油田等单位都为本书的成稿提供了大量的资料;中海油田服务股份有限公司、中海油有限湛江分公司为本书的编写提供了技术支持和帮助;中国石油大学(华东)罗明良、齐宁两位老师给予了指导,黄杰工程师、硕士研究生黄越、李杨、翟学宁、胡蓝霄、刘锋、李海鹏、李猛、徐希等参与了本书整理与校排工作,在此表示感谢。

本书的出版得到了山东省自然科学基金(ZR2012EEM001)和山东省优秀中青年科学家科研奖励基金(BS2012HZ029)的资助。

由于编者水平有限,书中难免存在疏漏或不足之处,敬请各位专家学者以及读者指正。

编著者

2013年4月

目 录

第1章 国内外疏松砂岩储层防砂技术	(1)
1.1 压裂充填防砂技术	(1)
1.2 高压充填防砂技术	(4)
1.3 纤维网络压裂防砂技术	(4)
1.4 海上低渗疏松砂岩地层水平井压裂技术	(6)
1.5 其他防砂技术	(9)
第2章 疏松砂岩高压充填防砂技术	(12)
2.1 高压充填防砂技术工艺参数	(12)
2.2 高压充填防砂管柱	(23)
2.3 高压砾石充填软件模拟	(28)
2.4 文昌油田13-1区块实例	(31)
第3章 压裂充填防砂技术	(36)
3.1 压裂充填防砂机理	(36)
3.2 压裂充填防砂工艺参数及施工	(42)
3.3 压裂充填防砂管柱	(53)
3.4 端部脱砂压裂软件模拟	(60)
第4章 纤维网络压裂防砂技术	(64)
4.1 纤维的选择及表面处理	(65)
4.2 纤维对压裂液性能的影响	(67)
4.3 纤维对裂缝导流能力的影响	(69)
4.4 纤维的携砂能力	(71)
4.5 纤维对支撑剂充填层稳定性的影响	(77)
4.6 纤维的加入方式	(78)
4.7 储层改造裂缝参数优化	(80)
第5章 疏松砂岩压裂支撑剂导流能力评价实验	(85)
5.1 实验仪器及原理	(85)
5.2 长期导流能力实验	(86)
5.3 支撑剂嵌入实验	(93)
5.4 支撑剂组合实验	(96)
5.5 压裂液对导流能力伤害实验	(97)

第6章 压裂液返排数值模拟及应用实例	(102)
6.1 裂缝强制闭合时的数学模型	(102)
6.2 裂缝自然闭合时的数学模型	(119)
6.3 影响返排效果的因素分析	(123)
6.4 数值模拟软件及应用实例	(134)
参考文献	(138)

第1章 国内外疏松砂岩储层防砂技术

疏松砂岩油藏在我国油气资源中占有十分重要的地位,该类油藏的合理高效开发对于保持和提高我国油田产量具有十分重要的意义。疏松砂岩油藏胶结强度弱,生产过程中极易出现出砂问题,给正常生产带来了极大危害和损失。因此,深入研究疏松砂岩油藏,对于解决疏松砂岩油藏开发中出现的各类问题,对于疏松砂岩油藏老区块挖潜及新区块高效开发都具有重要意义。

传统的防砂工艺大多是以牺牲部分产能为代价,某些自然产能较低的油井实施防砂措施后,由于产能进一步降低,往往难以维持正常生产。随着压裂和防砂技术的不断发展,逐步形成了一种新的技术——压裂防砂,可以达到防砂和增产的双重目的。通过调研可知,目前应用于疏松砂岩防砂的技术主要有高压充填防砂技术、压裂充填防砂技术,纤维网络压裂防砂技术等。

1.1 压裂充填防砂技术

压裂充填防砂技术是针对中、高渗透油藏开发中因地层出砂导致油井减产或停产而研究的一种新型措施,具有防砂和增产的双重作用。其实质就是采用端部脱砂(TSO)技术使携砂液在裂缝端部脱砂,然后膨胀与充填裂缝,形成短而宽的高导流能力渗流通道。

1.1.1 工艺原理

压裂充填的防砂作用除了常规管内井下砾石充填所具有的挡砂作用外,还在于裂缝的防砂作用。

1. 筛管系统的防砂作用

根据砾石尺寸和绕丝筛管尺寸设计准则,下入井筒的绕丝筛管以及充填于射孔炮眼和筛套环空的砾石构成多级滤砂屏障,达到挡砂的目的。砾石粒径根据油层砂的粒度进行选择,将流体携带的砂粒阻挡于砾石层之外,通过自然选择在砾石层外形成一个由粗到细的砂拱,有良好的流通能力。

2. 压后地层流体向井流动特征

如图1.1所示,压裂前,地层流体以径向流动模式流入井筒;压裂后的流体流动为双线性流动模式,先是地层内部向裂缝面流动时的线性流,再是流体沿裂缝向井筒流动时的线性流。

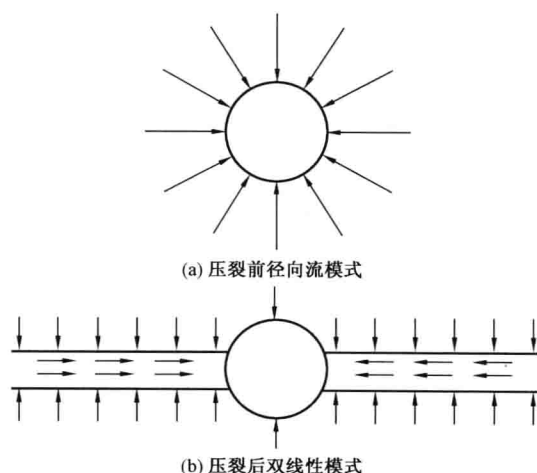


图1.1 压裂前、后地层流体流动模式的变化

3. 水力裂缝可以避免和缓解地层岩石的破坏

具有高导流能力的水力裂缝将地层流体的流态由原来的径向流动变成双线性流,在一定程度上降低了生产压差并大幅度降低了流体压力梯度,从而缓解或避免了岩石骨架的破坏,也就缓解了出砂趋势和降低了出砂程度。

4. 裂缝可以降低流动冲刷携带砂粒的能力

流体对颗粒的冲刷与携带能力主要取决于其流速,流速越大,对地层的冲刷作用越厉害,出砂就越严重。因裂缝而产生的双线性流动模式及巨大的裂缝面积可以发挥良好的分流作用,使压后流速大幅度降低,从而降低了对地层微粒的冲刷和携带作用,大大减轻了出砂程度。

5. 裂缝内充填的砾石对地层砂粒的阻挡作用

与常规管内井下砾石充填类似,裂缝内充填的砾石对地层砂粒有阻挡作用。

1.1.2 涂敷 SMA 支撑剂的使用

实验室研究证明,在现代的压裂充填技术中使用 SMA (Surface Modifying Agent, 表面改性剂) 可以优化裂缝导流能力,并使得裂缝充填长时间有效。

图 1.2 显示的是通过支撑剂和二氧化硅充填样品之后的水,在通过整个充填样品的时候,细微粒随着水流运移,导致水非常浑浊。明显可以看到,支撑剂和二氧化硅的连接之处很不容易区分。图 1.3 是在相同的样品上做实验,支撑剂表面涂敷 SMA。通过这个样品的水是很纯净的,且在支撑剂和二氧化硅的连接处可以很明显地分辨出来,这是因为在砂面没有流体流动,从而不会被冲刷。图 1.4 测试统计数据表面 SMA 涂敷砂的导流能力是非 SMA 涂敷砂导流能力的 16 倍之多。

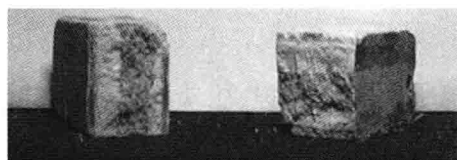


图 1.2 非 SMA 涂敷砂

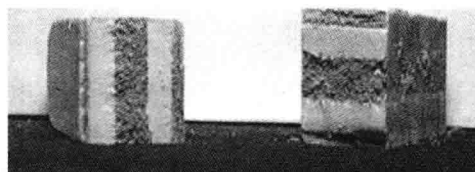


图 1.3 SMA 涂敷砂

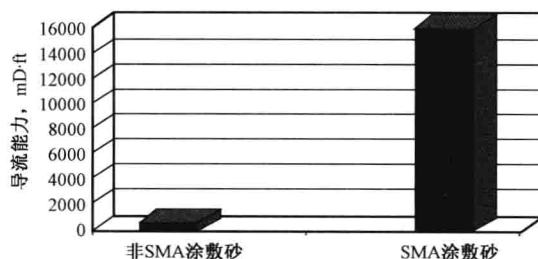


图 1.4 非 SMA 涂敷砂与 SMA 涂敷砂导流能力比较

1ft = 0.3048m

图 1.5 显示的是 SMA 涂敷砂和非 SMA 涂敷砂在压力下测得的导流能力和渗透率的比较。测试中,对两种样品同时施压,然后使液体流过支撑剂。图 1.5 中显示出,在 12000psi ($1\text{psi} = 6.894 \times 10^3 \text{Pa}$) 的封闭压力下,SMA 涂敷砂仍然具有较高的导流能力和渗透率。进一步研究测试表明,两种样品即使在高压下,SMA 涂敷砂也会有较好的稳定性和液体循环过程中更好的灵活性,也可以更好地控砂。

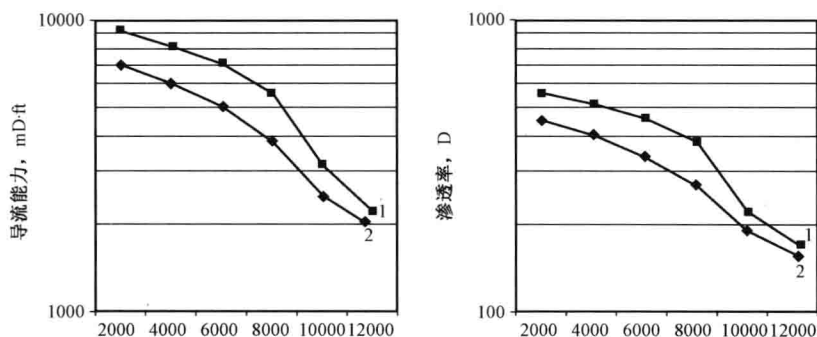


图 1.5 SMA 涂敷砂和非 SMA 涂敷砂导流能力与渗透率比较

1—SMA 涂敷砂;2—非 SMA 涂敷砂

将 SMA 用于压裂充填支撑剂可以长时间获得高导流能力和高渗透率。这主要是因为 SMA 在地层或者支撑剂表面时,可以控制地层中的微粒向压裂充填段塞的运移。SMA 稳定地维持裂缝中高导流速度和阻止地层微粒进入井筒的能力预示着可以运用更大直径的支撑剂。这样也许可以使得裂缝充填段塞有更高的导流能力,并且可以使得油气的流动更加快速。使用更大直径的支撑剂也就预示着运用一个更大孔眼的筛网。因此,SMA 可以使整个完成阶段甚至随后的生产阶段获得好处。

在疏松砂岩中使用 SMA,使得非涂布系统砂岩的导流能力显著增加。研究案例表明,支撑剂表面涂敷 SMA 比不涂产量下降得慢,而且更可靠,该技术的优越性在长期的生产实践当中已经得到了证实。

1.1.3 海上疏松砂岩压裂充填防砂

埕岛油田位于渤海湾南部的极浅海海域,主力含油层系馆陶组油藏构造简单,具有埋藏浅、压实作用差、物性好的特点,属于常规稠油、高渗透、高饱和度的构造——岩性层状油藏。由于地层疏松,需要防砂投产。开发初期,由于地层能量高、含水低,防砂难度小,主要采用悬挂滤砂管和砾石循环充填防砂。但随着油田进入开发中后期,由于储层压力下降,采液量提高,生产压差增大,加剧了地层出砂,常规的防砂已不能满足后来的防砂要求。目前通过压裂防砂,提高了海上油井的防砂成功率,延长了防砂有效期,满足了海上油田原油上产的需求。但是由于海上条件限制,海上开发井以丛式井组的定向斜井为完井模式。海上安全环保要求严格、防砂工艺复杂、平台空间狭小,埕岛油田馆陶组油藏天然能量不足,投产 2 年后才投入注水开发,导致油藏压力下降快,有些井地层压力已下降 30%。由于以上条件的限制,给常规压裂防砂施工带来很大难度,导致施工与设计符合率低,易出现砂堵,因此需对常规压裂防砂进行改进。

(1) 采用海水预处理:为了降低漏失,施工前注入一定量的海水,使井筒附近形成暂时的高压区,以降低压差,从而降低漏失量,保证施工成功。

(2) 进行多裂缝的判断和控制:减少射孔段的长度;在压裂裂缝起始期间使用高排量和高压裂液黏度;使用支撑剂段塞来堵塞多裂缝。

(3) 支撑剂的改进:为了降低沉降速度,在保证满足油层支撑剂强度的条件下,选用了 Carbo 陶粒和国产低密度陶粒,密度仅为 $2.65 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$,使颗粒的沉降速度明显降低。

(4) 管柱结构选择:在进行管柱设计时,必须考虑施工压力,要求施工限压不大于 35MPa,降低摩阻,选用 89mm 油管作为施工管柱。

(5) 充填工具及防砂工艺改进:海上油井的斜度增大,对防砂充填工具进行改进,将投球打压封隔器改为带球下井,在球上加一弹簧,保证在斜井段球与封隔器之间的密封。

1.2 高压充填防砂技术

高压充填防砂是将管外充填与管内充填相结合的一种防砂工艺。首先将高压充填工具连接绕丝管柱,下至油层部位,然后投球打压,使卡瓦打开,从而固定住绕丝管柱,同时压缩密封胶皮,以密封住油套环形空间,并且打开充填通道。然后,使用压裂机组以高压、大排量携砂液携带一定粒径的石英砂进行地层填砂,在地层形成一定半径的高渗透性防砂体,建立起一道以砂防砂的屏障,进而再完成绕丝管外环形空间的充填,使之与管外砂体形成连续的高渗透挡砂

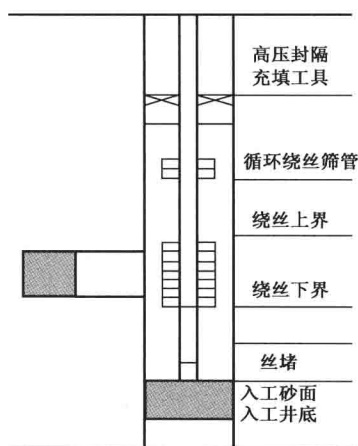


图 1.6 高压充填管柱结构示意图

体系,实现防砂目的。充填结束后,工具倒扣丢手,实现了生产管柱与防砂管柱的分离。因此,高压充填工艺一次性完成了地层充填和绕丝管外充填双重任务。高压充填管柱结构见图 1.6。

常规的地层填砂 + 下绕丝充填施工,往往因地层填砂后需进行探冲砂、刮管热洗井等施工,加上地层压力不稳定、施工周期较长等因素的影响,而使地层填砂效果变差。而高压充填工艺技术实现了地层填砂与绕丝管外充填两道工序合二为一,从而缩短了占井周期,节约了防砂成本。另外,地层充填砂体和绕丝管外砂体是在高压下一次性形成的,砂体稳定、连续,且防砂半径大,保证了防砂效果和防砂有效期。并且,高压充填对油层产生一定的压裂作用。充填后在井筒周围形成一定半径的高渗透带,并具有良好的连续性,从而在一定程度上提高了地层渗透率,改善了油井的供液能力。

1.3 纤维网络压裂防砂技术

纤维网络压裂防砂技术采用两种可分别起稳砂和挡砂作用的特种纤维。稳砂是将细粉砂聚集成较大的细粉砂结合体,挡砂是挡住细粉砂结合体进入井筒。

1.3.1 纤维稳砂及挡砂作用

1. “软纤维”的稳砂作用

“软纤维”是一种带支链的长链阳离子聚合物,在水溶液中靠支链带有的阳离子基团的电性作用而展开。当进入储层后,因细粉砂表面带负电,这就使得“软纤维”的带正电支链可以吸附在细粉砂上,如图 1.7 所示,从而将分散的砂粒桥接起来,使之成为细粉砂结合体(类似于大颗粒),从而增大了细粉砂的临界流速,起到了一定的稳砂固砂作用,发挥了防细粉砂的功效。

2. “硬纤维”的挡砂作用

起挡砂作用的是经过选择和特殊处理的特制无机“硬纤维”,利用它的弯曲、卷曲和螺旋交叉,相互勾结形成稳定的三维网状结构,可将砂粒束缚于其中,形成较为稳定的过滤体,如图 1.8 所示,同时具有相当的渗透率,从而达到防砂的目的。因其不用筛管,可起到与防砂筛管同样的防砂目的,故又称为无筛管防砂技术。

由图 1.7、图 1.8 可以看出,当地层流体携带细粉砂流入井筒时,为带正电支链的“软纤维”所吸附,形成细粉砂结合体。这种细粉砂结合体与粒径大的砂粒随后为卷曲和螺旋交叉而相互勾结的“硬纤维”三维网状结构所束缚于其中,从而被阻挡于井筒外,起到了“稳砂”和“挡砂”的双重作用,解决了防细粉砂的难题。

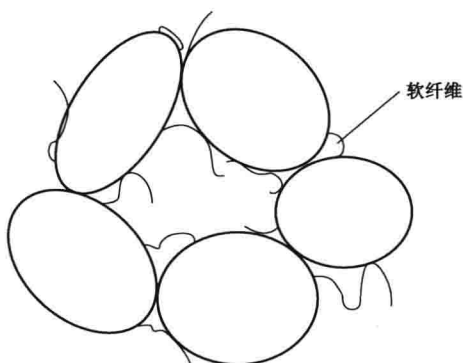


图 1.7 “软纤维”稳砂原理示意图

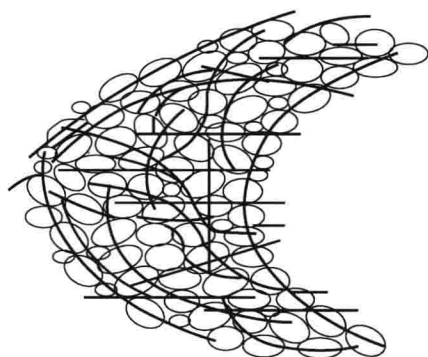


图 1.8 “硬纤维”挡砂原理示意图

1.3.2 纤维网络压裂增产机理

1. 解除储层原有的损害

纤维网络压裂防砂技术系统中使用端部脱砂压裂技术,将储层压开缝,用纤维和支撑剂混合物充填其中,并实现端部脱砂,形成短宽的高导流能力缝带。储层在钻井完井、试气、修井等作业中所受到的污染损害都是在近井带,对于高渗透层而言,污染损害带在 2m 以内,端部脱砂压开的短缝也远大于其污染损害半径,能够穿透其污染损害带,能够解除储层原有的损害,消除由于污染损害带来的近井地带污阻压降,改善其渗流条件(图 1.9)。

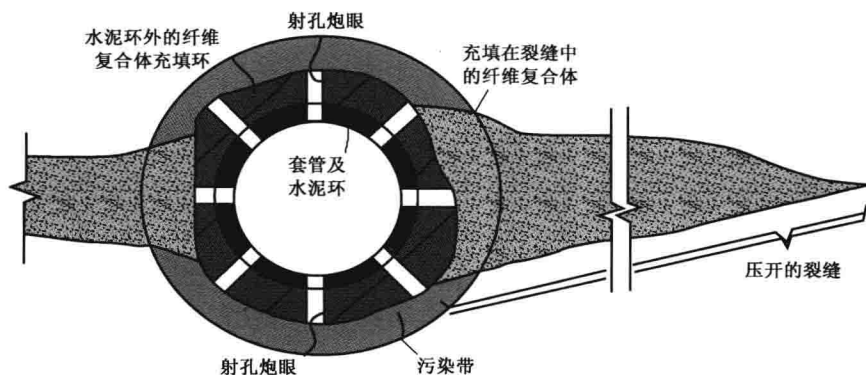


图 1.9 端部脱砂压裂防砂增产示意图

2. 改善原有渗流条件

纤维网络压裂防砂技术系统中使用端部脱砂压裂技术,将储层压开裂缝,使原来的径向流改善为拟线形流,减小近井压力梯度,降低了近井地带压降,大大降低井眼周围的流体流动速度,改善油气的流动条件。

纤维网络压裂防砂技术通过解除近井地带污阻压降和减小近井压力梯度,大大降低了流体流动速度,从而达到增产与防止地层出砂的双重目的。

1.4 海上低渗疏松砂岩地层水平井压裂技术

受海上作业环境及条件限制,长期以来国内外海上油田勘探开发以中、高渗储层作为主力开发对象。但是随着中、高渗油气资源大规模勘探越来越困难,有限资源开发越来越少,而低渗储量规模越来越大,海洋石油已逐渐由中、高渗走向中、低渗透油气田。国外 North Sea、South Arne、Camorim 等海上低渗油田也已成功应用水力压裂实现油田开发,然而国内海上油田由于作业成本高和操作成本高,低于 50mD 的油田单井产能低,难以满足海上开发要求而变得难以动用。陆地油田的成功经验表明,水力压裂是油气田增产的主要措施,如何将水力压裂技术移植到海上低渗油气田,对提高海上油气田产量具有重要意义。

目前陆地油田水力压裂主要应用于直井,储层埋深较深,地层岩石坚硬,有利于裂缝的形成和延伸。然而中国南海海上低渗油田属于海相砂岩,采用水力压裂主要面临三方面困难:埋深浅、地层疏松,水平井压裂风险较大;海上油田压裂作业条件苛刻;目前海上油田缺乏水平井固井经验。因此,对海上油田压裂工艺的研究,在基于陆地油田经验基础上,提出更高更严格的要求。

1.4.1 支撑剂选择

支撑剂的选择除了考虑抗压强度外,还需要考虑嵌入、出砂等因素。疏松砂岩裂缝闭合时由于闭合压力的作用,支撑剂会嵌入到裂缝缝壁,有效缝宽将有所下降,引起导流能力下降,同时嵌入还会使地层破碎产生碎屑,这些碎屑会堵塞孔隙通道,引起渗透率和导流能力降低。根据图 1.10 所示的支撑剂嵌入试验结果,并结合储层闭合应力大小,推断疏松储层受支撑剂嵌入影响导流能力将降低 400% 左右,对压后产能存在较大影响。因此,泵注程序设计时须考虑支撑剂嵌入问题,增加其用量。

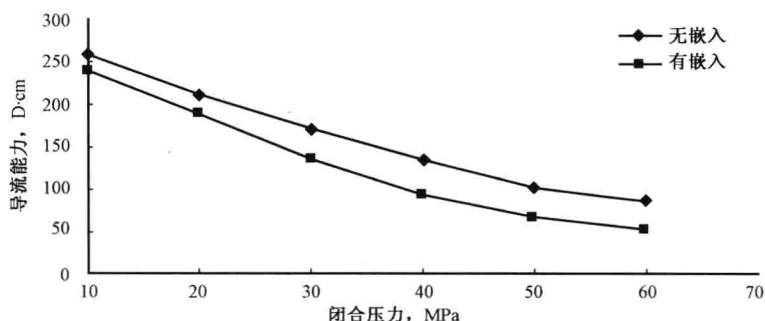


图 1.10 支撑剂嵌入对导流能力的影响

粒径:20/40 目,铺砂浓度:7.5kg/m²,嵌入量:2kg/m²

1.4.2 压裂液选择

压裂液的选择主要基于标准和施工任务。疏松砂岩压裂液选择主要满足以下3点要求:

- (1) 为了满足端部脱砂压裂要求,需要低效压裂液;
- (2) 足够的黏度,以确保压裂液具有良好的携砂能力;
- (3) 易破胶,且固体残留物少,减少储层伤害。

根据大量试验研究结果,并结合海上压裂作业装置,推荐压裂液最低黏度需保持在 $150\text{mPa}\cdot\text{s}$ (剪切速率 170s^{-1}) 以上。

1.4.3 水平井单翼裂缝参数设计与优化

水平井压裂参数主要包括裂缝单翼长度、铺砂浓度(导流能力)、裂缝条数等。衡量水平井压裂参数合理与否主要取决于对累计产量的影响。以 A 油田 A3h 井为例,计算单翼裂缝在不同裂缝长度、不同铺砂浓度(导流能力)条件下 5 年累计产量,产量计算结果见图 1.11。

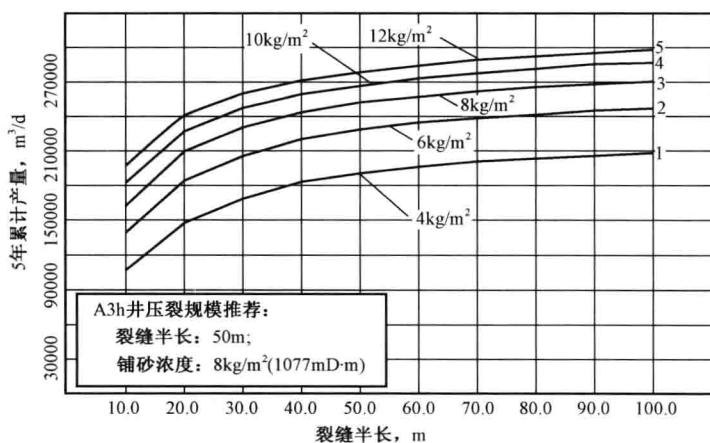


图 1.11 A3h 井不同压裂规模下的 5 年累计产量

1— 4kg/m^2 ($539\text{mD}\cdot\text{m}$); 2— 6kg/m^2 ($808\text{mD}\cdot\text{m}$); 3— 8kg/m^2 ($1077\text{mD}\cdot\text{m}$);
4— 10kg/m^2 ($1347\text{mD}\cdot\text{m}$); 5— 12kg/m^2 ($1616\text{mD}\cdot\text{m}$)

A3h 井随着裂缝半长的不断增加,累计产量在不断增加,但当裂缝半长超过 50m、铺砂浓度超过 8kg/m^2 时,再增加裂缝半长和导流能力对累计产量贡献很小,而对疏松砂岩压裂作业难度却不断增加。因此,从工艺和效果上考虑,A3h 井压裂设计:裂缝半长 50m,铺砂浓度 8kg/m^2 (导流能力 $1077\text{mD}\cdot\text{m}$),考虑到疏松砂岩对支撑剂嵌入的影响,因此铺砂浓度为 10kg/m^2 。

1.4.4 压裂条数确定

以 A3h 井为例,水平段长度 600m,假定裂缝高度 40m,裂缝半长 50m。

1. 水平井裂缝理论可压条数

根据文献研究结果,水平井多段压裂过程中,裂缝干扰与裂缝间距 dx 和裂缝高度 H 存在一定关系。当 $dx/H < 2$ 时,横向裂缝间干扰严重。因此,在水平井横向裂缝压裂设计时,合理的裂缝条数需满足的条件是 $dx/H > 2$ 。以 A3h 井为例,水平段长度 600m,裂缝高 40m,根据前面研究结论,合理的裂缝条数为 1~29 条。

2. 水平井裂缝条数优化

根据单翼缝压裂规模,以及裂缝理论可压条数,运用数模分析裂缝条数与累计产量的关系,A3h 井裂缝条数与累计产量关系见图 1.12。

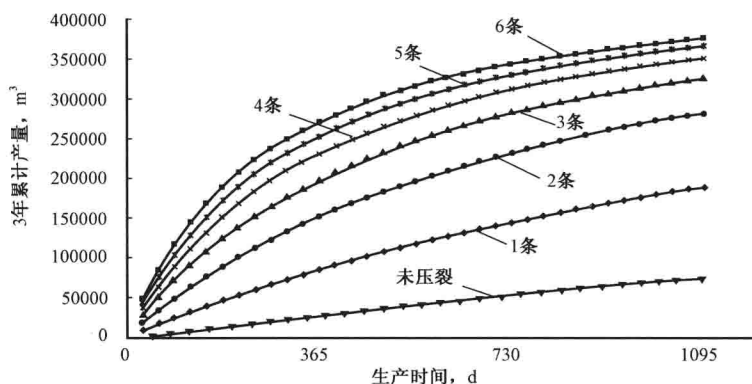


图 1.12 A3h 井不同裂缝条数对累计产量的影响

根据图 1.12 所示,累计产量随裂缝条数的增加而增大。但是当裂缝条数超过 3 条时,产量增幅大幅下降,而根据目前国内压裂工艺水平,超过 3 条压裂作业一趟管柱作业风险较大,两趟管柱工时和海上压裂成本大大增加。因此综合考虑经济、工艺、风险等因素,A3h 井压裂设计 3 条裂缝。

1.4.5 压裂数值模拟

A3h 井 3 段水力压裂数值模拟见图 1.13。根据模拟结果分析,A3h 井裂缝高度控制在珠江一段 3U 组,使得该段储层各小储层得到了充分沟通,达到了压裂设计目的,裂缝未穿透珠江一段 4 油组水层,因此压裂施工是安全可行的。

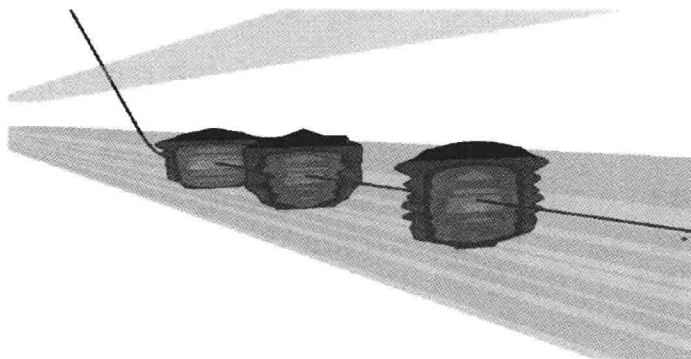


图 1.13 水平井 A3h 井 3 段压裂模拟图

海上低渗疏松砂岩水平井压裂技术目前还处于探索阶段。通过对 A 油田的水力压裂技术研究,主要得出以下几点结论:

- (1) 水平井多段水力压裂技术可作为增产技术应用于海上低渗疏松砂岩油田;
- (2) 采用水平井疏松砂岩水力压裂,需要下套管固井、射孔完井;
- (3) 疏松砂岩水力压裂支撑剂嵌入严重,对裂缝导流能力具有一定影响;
- (4) 储层岩石脆度是低渗疏松砂岩压裂液体系选择的一个重要参数;

(5)海上低渗油田水平井压裂规模、条数的确定除了考虑增产效果外,还需结合经济成本、施工工艺、作业环境等进行综合分析。

1.5 其他防砂技术

1.5.1 射孔防砂一体化技术

射孔防砂一体化技术是射孔、防砂和监测技术集成配套而形成的一种实用化的技术,它在国外发展很快。该技术应用于出砂油水井完井措施中,一趟管柱完成射孔、防砂施工,优点是减轻了油层污染,降低了施工费用。该技术目前国内正处于起步阶段,技术理论研究和小规模应用试验正在开展。

射孔防砂一体化技术有射孔防砂一体化管柱和射孔防砂联作技术两种基本形式,其原理分述如下。

射孔防砂一体化管柱:油水井射孔防砂一体化管柱实现了射孔工艺和防砂工艺的有机结合,即利用一趟管柱首先实施射孔作业,再下放管柱实施防砂施工。该技术的应用可以缩短射孔和防砂之间的施工时间,减轻地层出砂和油层污染,减少一趟管柱。本技术适于:新井第一次射孔,且射孔井段内无闭射夹层;老井(试油井)上返补孔,且为单采、单注(单试)补孔段,射孔段内无闭射夹层;油井井筒斜度小于 60° 。射孔防砂一体化管柱施工流程见图 1.14。

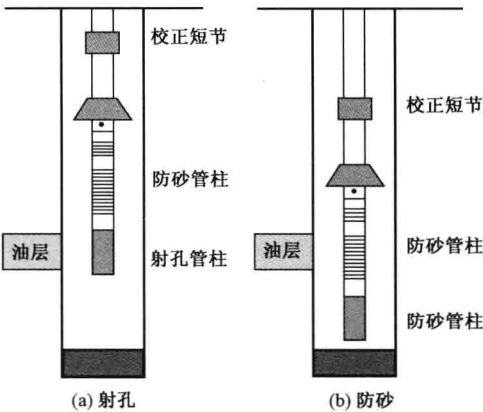


图 1.14 射孔防砂一体化管柱施工流程图

射孔防砂联作技术:射孔防砂联作技术是在大孔径射孔弹前放置一个有助推火药及防砂材料的前仓,利用射孔弹起爆射流产生的高温高压,引燃助推火药,将防砂材料在毫秒级范围推入射孔孔道,并形成永久固结的防砂塞,实现防砂射孔作业一次完成。本技术适用于出砂情况较轻的防砂井、需要射孔完井的油水井。射孔防砂联作技术施工流程见图 1.15。

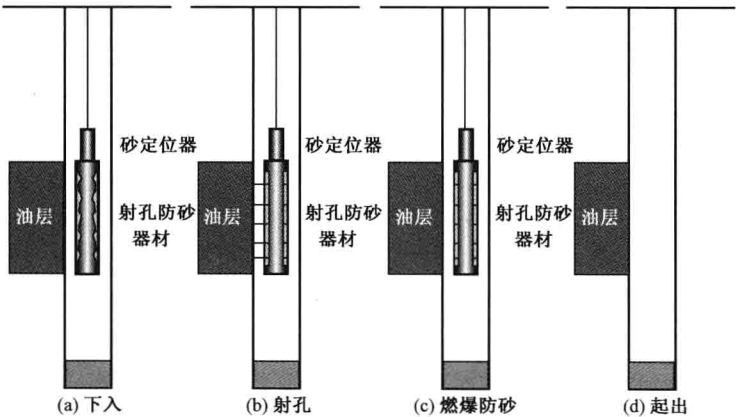


图 1.15 射孔防砂联作技术施工流程图

1.5.2 化学防砂技术

常规的砾石充填技术在防止地层砂流入井筒方面是十分成功的,但有时这种砾石充填不能阻止细粉砂的运移,从而造成井底砂堵,不得不进行修井作业,支付昂贵的油井维修费用。

采用烷基聚硅酸酯(EPS)固砂能够解决上述问题。该方法的工艺原理是:将含水有机铵硅酸盐、碱金属或铵的硅酸盐溶液注入砾石充填层,使硅酸盐水溶液饱和整个层段;然后注入一定体积的烃段塞作隔离液(烃段塞隔离液可以是石蜡和芳烃液体);再注入含有烷基聚硅酸酯的可与水互溶的有机溶剂。当该溶液与保留在砂粒上的以及滞留在砂粒之间接触点上的有机铵硅酸盐、碱金属或铵的硅酸盐溶液接触时发生反应,在充填层段形成硅化物水泥。所形成的硅化物水泥在 $\text{pH} \leq 7$ 时稳定,且能耐约 1000°C 的高温。以上处理步骤可重复进行,直至控制住细砂粒的位移。

各种用剂的浓度、用量及注入速度与地层特性有关,因此在施工前要从被处理的层段取岩心样品来进行试验,以得出最佳参数。为了获得较高的固结强度,可以采取以下两种途径:

一是增大水段塞中硅酸盐的浓度,或者增大水溶有机溶剂段塞中所含烷基聚硅酸酯的浓度来提高胶结强度的目的;

二是降低硅酸盐水溶液及烷基聚硅酸酯溶液的注入速度来提高胶结强度。

硅酸盐水溶液段塞及含烷基聚硅酸酯的水溶有机溶剂段塞的注入可以反复进行,直到地层的胶结强度达到一定程度、井壁不至于坍塌、不至于造成地层伤害为止。具有 SiO_2 与 M_2O 物质的量比为 $0.5 \sim 4$ 的硅酸盐适于生成稳定的碱性硅化物水泥。其中 M 是 Na、K 或 Li,以 K 最好。最好的 SiO_2 与 M_2O 物质的量比应大于 2,硅酸盐溶液浓度质量分数为 $0\% \sim 60\%$,最好为 $20\% \sim 50\%$,精确的浓度视应用井况来定。但一般情况下,越浓的硅酸盐水溶液越黏,固含量越高,生成的硅化物水泥胶结强度也就越高。

以水溶液形式用的有机铵硅酸盐中的有机基团,包括那些含 $\text{C}_1 \sim \text{C}_8$ 烷基或芳基和杂原子的基团,最好是四甲基铵硅酸盐酯。

有机溶剂中的烷基聚硅酸酯,是烷基正硅酸酯的水解缩合产物,四甲基正硅酸酯也可以使用。制得的烷基聚硅酸酯 $n(\text{SiO}_2 \text{ 与 } \text{M}_2\text{O} \text{ 物质的量比}) > 0.5$,最好 $n > 1$,当 n 增加时, SiO_2 含量增加,胶结强度也越来越大。烷基聚硅酸酯中 SiO_2 含量应大于 30% ,最好在 50% 左右,为了和水中的硅酸盐充分反应,EPS、TMS(四甲基硅烷)、TEOS(正硅酸乙酯)或其他聚硅酸酯在溶剂中的含量在 $10\% \sim 90\%$ (质量分数),最好为 $20\% \sim 80\%$ (质量分数)

1.5.3 含纤维黏弹性压裂有效防砂

1. VES 技术海水压裂液

海水中溶解着无机盐,对聚合物溶液的水化和黏度有不利的影 响。海水中含有高浓度的钙、镁离子,能降低黏度。盐也能影响 pH 值和活化破胶剂。为了能有效地凝胶,聚合物需要一个特定的混合环境,且 pH 值要一定。然而,海水中的二价金属离子相互反应,形成氢氧化物,降低了聚合物的 pH 值,使得它的稳定性降低。海水中的有机材料需要使用杀菌剂。

虽然目前还不存在简单的海水聚合物体系,但是 Eni Agip 成功地 将海水与非聚合物黏弹性压裂液混合。除实现了实验设计目标,该成果缩短了钻井时间,流线型物流,减少了材料和设备的需求,降低了成本。结果被应用于海水与非聚合物、黏弹性表面活性剂压裂液体系研究中。

不同聚合物体系,由表面活性剂组成的压裂液 VES 的凝胶特性使它不依赖于 pH 值,因此海水中二价阳离子相互作用不会影响其流变性能。通过化学定义,VES 的黏度和它的黏弹性特性对形成胶束结构并不敏感,且不会限制基液中盐的存在。这种特性使得这种流体是海水基压裂作业的理想选择。

尽管涉及一个单一的、占主导地位的盐,但实验室和现场经验表明,流体的流变性是由溶液的总离子浓度决定的。当海水中的 NaCl 不足时,添加盐类,如 KCl、 NH_4Cl 、 NH_4NO_3 和 MgCl_2 ,可以提高黏度。虽然盐的浓度对黏度有重要影响,但盐的类型不会。因而有一个最小需要和最大容忍盐的浓度,确保一定的黏度。

2. 无筛管防砂压裂

纤维无筛管完井需要在压裂的目标区找到一个合适的位置。支撑裂缝能使油藏增产,通过绕过地层伤害,连接层状砂质夹层和井筒并增加井筒有效半径,增加砾石充填消除出砂的有效性。裂缝和充填物会对近井地区的流量剖面产生影响,以至于完井后近井地区压力下降。这是通过在地层中放置一个低阻裂缝来完成的。

在常规的砾石充填后,当产层和井筒未连接在一起或连通性不好时,需进行压裂工作。由于颗粒运移和地层出砂使得产量下降时,这就需要压裂和充填工作。

3. 无筛管完井的纤维技术

当无筛管防砂压裂时,一个目标是大部分流体朝着裂缝方向流动,支撑剂就像一个过滤器,保持裂缝墙和阻止砂产生。如果支撑剂开始反排,地层就会出现部分缺乏支撑,这时地层砂就会流入其中,并形成高导流通道的一部分。

经验表明,当支撑剂没有返排时,产率下降了一个点,因此减小流体阻力或使支撑剂返排是必需的。模型表明,充填时拱形地层是重要的。在裂缝中颗粒参数超过 $5\frac{1}{2}$ 是不稳定的,无关有效支撑及压力。在这种情况下,流体流过裂缝可能会将支撑剂带出裂缝。

在水力压裂时使用了一种新方法,使支撑剂在没有砾石充填的围限压力和无筛管完井的裂缝中稳定。该方法包括混合砾石或加纤维的支撑剂——PropNEF(在将支撑剂泵入裂缝前)。在水力压裂中纤维用来控制支撑剂反排已经使用了好些年。现场表明使用纤维可以立即、快速返排。这归因于支撑剂网络结构的迅速建立,锁定支撑剂。纤维的物理机制使其稳定。在支撑剂和砾石充填的位置不需要化学固化反应。工程纤维能保持填充物的完整性,通过支撑剂之间的干涉。纤维的行为和钢在水泥里凝固的行为一样,钢的加入很明显增加了水泥的强度和耐久性。纤维加固成功地阻止了冲蚀和塌方。

纤维以支撑剂重量的 1.5% 加入支撑剂中。纤维是惰性的,和所有压裂液兼容,包括 VES 流体。

在支撑剂充填内,当存在纤维时,粒子间稳定性增加了,颗粒运动受到了限制。另外,是以大量的相连颗粒形式充填的,而不是单个颗粒。在裂缝中,纤维提供了一个凝聚力,与流速成正比。单个颗粒运动因为颗粒之间的公用键(纤维)变成了依赖周围颗粒运动。另外,纤维还能降低摩擦压力,减少液压马力要求。