

第八章 复杂条件下的开采技术

随着石油工业的发展和石油开采工艺水平的提高, 可动用的原油储量不断增加, 同时, 世界石油消费水平的进一步增长, 刺激着石油开采技术的发展。为满足世界对石油的需求, 人们进行了砂、蜡、水、稠、凝、低渗等复杂条件下的油藏开发, 并在原油开采过程中产生了一系列相应的采油技术。

8.1 防砂与清砂

油层出砂是砂岩油层开采过程中常见问题之一。对于疏松砂岩油藏, 出砂是提高采油速度的主要障碍。我国疏松砂岩油藏分布范围较广、储量大, 产量占有重要的地位, 油井出砂是这类油藏开采的主要矛盾。出砂的危害极大, 主要表现为: 砂埋油层或井筒砂堵造成油井停产; 出砂使地面和井下设备严重磨蚀、砂卡; 冲砂检泵、地面清罐等维修工作量巨增; 出砂严重时还会引起井壁坍塌而损坏套管。这些危害既提高了原油生产成本, 又增加了油田管理难度。因此, 油井防砂工艺技术的研究和发展对疏松砂岩油藏的开采至关重要。防砂与清砂技术是这类油藏正常生产的重要保证。

8.1.1 油层出砂原因

油层出砂是由于井底附近地带的岩层结构破坏所引起的, 它是各种因素综合影响的结果, 这些因素可以归结为两个方面, 即地质条件和开采因素, 其中地质条件是内因, 开采因素是外因。

(1) 内因—砂岩油层的地质条件

1) 应力状态

砂岩油层在钻井前处于应力平衡状态。垂向应力大小取决于油层埋藏深度和上覆岩石的密度; 水平应力大小除了与油层埋藏深度有关外, 还与油层构造形成条件及岩石力学性质和油层孔隙中的压力有关。钻开油层后, 井壁附近岩石的原始应力平衡状态遭到破坏, 造成井壁附近岩石的应力集中。在其它条件相同的情况下, 油层埋藏越深, 岩石的垂向应力越大, 井壁的水平应力相应增加, 所以井壁附近的岩石就越容易变形和破坏, 从而引起在采油过程中油层出砂, 甚至井壁坍塌。

2) 岩石的胶结状态

油层出砂与油层岩石胶结物种类、数量和胶结方式有着密切的关系。通常油层砂岩的胶结物主要有粘土、碳酸盐和硅质、铁质三种, 以硅质和铁质胶结物的胶结强度最大, 碳酸盐胶结物次之, 粘土胶结物最差。对于同一类型的胶结物, 其数量越多, 胶结强度越大。

油层砂岩的胶结方式主要有三种(图 8-1), 一是基底胶结, 砂岩颗粒完全浸没在胶结物中, 彼此互不接触或接触很少, 其胶结强度为最大, 但由于其孔隙度和渗透率均很低, 很难成为好的储油层; 二是接触胶结, 胶结物的数量不多, 仅存于岩石颗粒接触处, 其胶结强度最低; 三是孔隙胶结, 胶结物的数量介于基底胶结和接触胶结之间, 胶结物不仅存在于岩石颗粒接触处, 还充填于部分孔隙中, 其胶结强度也处于基底胶结和接触

胶结之间。

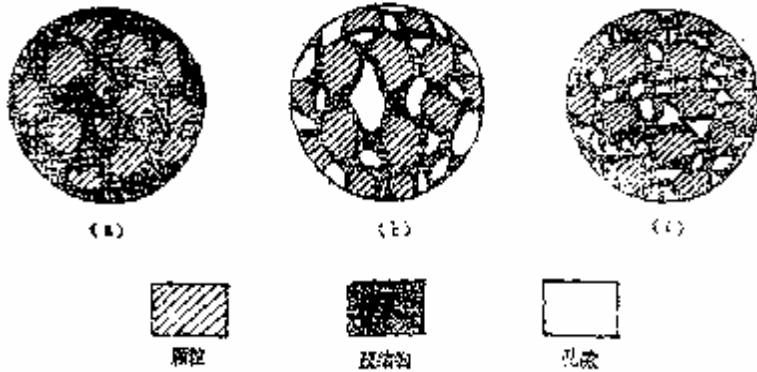


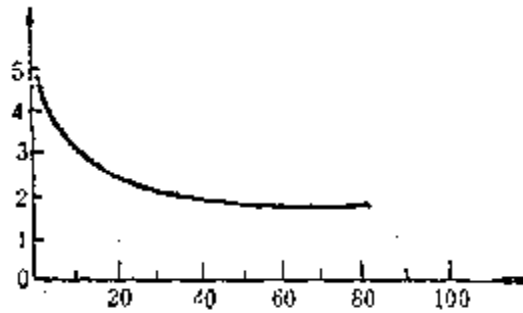
图 8-1 油层砂岩胶结方式示意图
a—基底胶结；b—接触胶结；c—孔隙胶结

容易出砂的油层岩石主要以接触胶结方式为主，其胶结物数量少，而且其中往往含有较多的粘土胶结物。

图 8-2 老君庙油
与渗透率关系曲线
强度

3) 渗: $\times 10^{-1} \text{MPa}$

渗透率的高低是油
隙结构和孔隙度等岩石
层越容易出砂。



渗透率 $\times 10^{-3} \mu \text{m}^2$
田 926 井岩石强度

层岩石颗粒组成、孔
物理属性的综合反
明,当其它条件相同
其胶结强度越低,油

层越容易出砂。图 8-2 是老君庙油田 926 井的岩石强度与渗透率关系曲线。表 8-1 是根据老君庙油田 L 层 52 口出砂油井的统计资料得出的油井出砂与油层渗透率的关系数据。

表 8-1 油井出砂与油层渗透率的关系表

渗透率 $\times 10^{-3} \text{mm}^2$	<100	100~500	>500
出砂井	0	10	42
占总出砂井数%	0	19.2	80.8

(2) 外因—开采因素

1) 固井质量

由于固井质量差，使得套管外水泥环和井壁岩石没有粘在一起，在生产中形成高低压层的串通，使井壁岩石不断受到冲刷，粘土夹层膨胀，岩石胶结遭到破坏，因而导致油井出砂。

2) 射孔密度

射孔完井是目前各油田普遍采用的沟通油流通道的方法，如果射孔密度过大，有可

能使套管破裂和砂岩油层结构遭到破坏，引起油井出砂。

3) 油井工作制度

在油井生产过程中，流体渗流而产生的对油层岩石的冲刷力和对颗粒的拖曳力是疏松油层出砂的重要原因。在其它条件相同时，生产压差越大，流体渗流速度越高，则井壁附近流体对岩石的冲刷力就越大。另外，油、水井工作制度的突然变化，使得油层岩石受力状况发生变化，也容易引起油层出砂。

4) 其它

油层含水后部分胶结物被溶解使得岩石胶结强度降低或者油层压力降低，增加了地应力对岩石颗粒的挤压作用，扰乱了颗粒间的胶结，可能引起油井出砂。不适当的措施如压裂和酸化等，降低了油层岩石胶结强度，使得油层变得疏松而出砂。

总之，不适于易出砂油藏的工程措施、不合理的油井工作制度及工作制度的突然变化、频繁而低质量的修井作业、设计不良的措施和不科学的生产管理等都可能造成油气井出砂。这些都应当尽可能避免。

由于油田开发过程中压力变化而引起的岩石应力状态的失衡及油气渗流的冲刷力，虽然是不可避免的，但应尽量防止和减少它们可能对造成出砂的影响。对于胶结物中粘土含量高易发生粘土膨胀而可能引起出砂的井，采取必要的防膨措施则可防止和减少因此而造成的油层出砂。对于疏松油层除合理的工作制度外，主要是选择合理完井方式和采取先期防砂。

8.1.2 防砂方法

综合上述油气层的出砂原因，为防止油井出砂，一方面要针对油层及油井的条件，正确选择固井、完井方式，制定合理的开采措施，提高管理水平；另一方面，要根据油层、油井及出砂的具体情况采用防砂方法。

(1) 制定合理的开采措施

1) 制定合理的油井工作制度，通过生产试验使所确定的生产压差不会造成油井大量出砂。控制生产压差基本上就是控制产液量，限制油层中的渗流速度，从而减小流体对油层砂岩颗粒的冲刷力。对于受生产压差限制而无法达到采油速度的油层，要在采取必要的防砂措施之后提高生产压差，否则将无法保证油井正常生产。

2) 加强出砂层油水井的管理，开、关操作要求平稳，防止因生产压差的突然增大而引起油层大量出砂。对易出砂的油井应避免强烈抽汲的诱流措施。

3) 对胶结疏松的油层，酸化、压裂等措施要求慎重，以不破坏油层结构为前提。

4) 根据油层条件和开采工艺要求，正确选择完井方法和改善完井工艺。

(2) 采取合理的防砂工艺方法

目前防砂方法发展迅速，无论采用哪一种方法，都应该能够有效地阻止油层中砂岩固体颗粒随流体流入井筒。对每一具体的油层和油井条件，最终要以防砂后的经济效果来选择和评价。根据防砂原理，目前常用的防砂方法归类如表 8-2。

表 8-2 防砂方法分类

机械防砂	衬管、筛管、滤砂管等防砂
------	--------------

		筛管或衬管+砾石充填
	砾石充填防砂	筛管或衬管+预涂层砾石或预涂层陶粒充填
		筛管或衬管+粒状塑料或玻璃球、陶粒充填
化学防砂	人工胶结砂层	酚醛树脂胶结砂层
		酚醛溶液地下合成防砂
	人工井壁	水泥砂浆人工井壁
		树脂核桃壳人工井壁
		树脂砂浆人工井壁
		预涂层砾石人工井壁
	其它化学防砂法	焊接玻璃固砂
		氢氧化钙固砂
		四氯化硅固砂
		水泥—碳酸钙混合液固砂
		聚乙烯固砂
		氧化有机物固砂
焦化防砂	注热空气固砂	
	短期火烧油层固砂	
其它	降低流速	增大射孔段长度、增加射孔密度
		控制产量
	增大油层径向应力	裸眼产层膨胀式封隔器
	压裂防砂	改善近井地带渗流场，减小压力梯度； 裂缝支撑剂滤砂或与套管内砾石充填结合防砂

1) 机械防砂

机械防砂可分两类：一类是下入防砂管柱挡砂，如割缝衬管、绕丝筛管、胶结滤砂管、双层或多层筛管等。这类方法工艺简单，具有一定的防砂效果，但由于防砂管柱的缝隙或孔隙易被油层细砂所堵塞，一般效果差、寿命短；另一类是下入防砂管柱加充填物，充填物的种类很多，如砾石、果壳、果核、塑料颗粒、玻璃球或陶粒等。这种防砂方法能有效地将油层砂限制在油层中，并使油层保持稳定的力学结构，防砂效果好，寿命长。机械防砂对油层的适应能力强、成功率高、成本低，目前应用十分广泛。

2) 化学防砂

化学防砂大致可分三类：一是人工胶结砂层，人工胶结砂层防砂方法是指从地面向油层挤入液体胶结剂及增孔剂，然后使胶结剂固化，在油气层面附近形成具有一定胶结强度及渗透性的胶结砂层，达到防砂目的的方法，目前使用广泛的有酚醛树脂溶液及酚醛溶液地下合成等方法；二是人工井壁，人工井壁防砂方法通常是指从地面将支护剂和未固化的胶结剂按一定比例拌和均匀，用液体携至井下挤入油层出砂部位，在套管外形成具有一定强度和渗透性的壁面，可阻止油层砂粒流入井内而又不影响油井生产的工艺措施。如水泥砂浆、树脂核桃壳、树脂砂浆、预涂层砾石人工井壁等。三是其它化学固砂法，这类方法制约条件较多，使用不广泛。化学防砂方法适用于渗透率相对均匀的薄层段，在粉细砂岩油层中的防砂效果优于机械防砂。但其对油层渗透率有一定的损害，成功率也不如机械防砂，还存在老化现象、相对成本较高等缺点，应用程度不如机械防砂。

3) 焦化防砂

焦化防砂的原理是向油层提供热能，促使原油在砂粒表面焦化，形成具有胶结力的焦化薄层。主要有注热空气固砂和短期火烧油层固砂两种方法。

4) 其它防砂方法

油、气井射孔完成后不再下入任何机械防砂装置或充填物，也不注入任何化学药剂，而是依靠油气层砂粒在炮眼口处形成具有一定承载能力的砂拱，达到防砂目的。

该方法成败的关键在于砂拱的稳定性。保证砂拱稳定性必须考虑两个关键问题：一是降低并稳定油层流体速度；二是保持或提高井筒周围油层的径向应力。一般来说，对套管射孔完井的砂拱防砂要求小孔径和高孔密的炮眼。小孔径有利于形成砂拱和提高砂拱的稳定性；高孔密可以增大过流面积，降低井壁附近油层中流体的流速。但在实际生产过程中，由于采油方式和世界消费原油的需求等原因，流体的流速和变化不易控制，使得这种单纯的套管射孔完井砂拱防砂方法的实际应用受到限制。

美国完井工具公司研究了一种可灌注水泥的裸眼封隔器(图 8-3)，其工作原理为：内管是套管，外壁是橡胶筒，外壁与内筒之间可以注入水泥，注水泥后橡胶筒向外扩胀压实裸眼井壁，使近井油层岩石径向应力恢复，甚至超过钻井前的水平。水泥凝固后，再用高孔密、小孔径射孔技术射开，形成油层流体流动通道。油层砂在此通道壁外形成比较坚固的砂拱，达到防砂目的。

(3) 砾石充填防砂方法

砾石充填防砂方法是应用较早的防砂方法。由于近年来理论、工艺及设备的不断完善，被认为是目前防砂效果最好的方法之一。

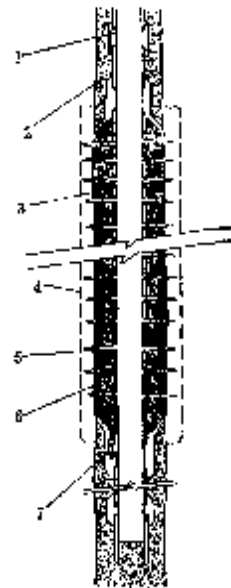


图 8-3 裸眼膨胀式封隔器示意图

- 1—套管；2—泥浆窜槽；3—水泥；
- 4—应力恢复区；5—炮眼；
- 6—封隔胶囊；7—水泥注入阀

砾石充填防砂方法是指将割缝衬管或绕丝筛管下入井内防砂层段处，用一定质量的流体携带地面选好的具有一定粒度的砾石，充填于管和油层之间，形成一定厚度的砾石层，以阻止油层砂粒流入井内的防砂方法。砾石粒径根据油层砂的粒度进行选择，预期将油层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，既有良好的流通能力，又能有效地阻止油层出砂。常用的砾石充填方式有两种，即用于裸眼完井的裸眼砾石充填和用于射孔完井的套管内砾石充填(图 8-4)。

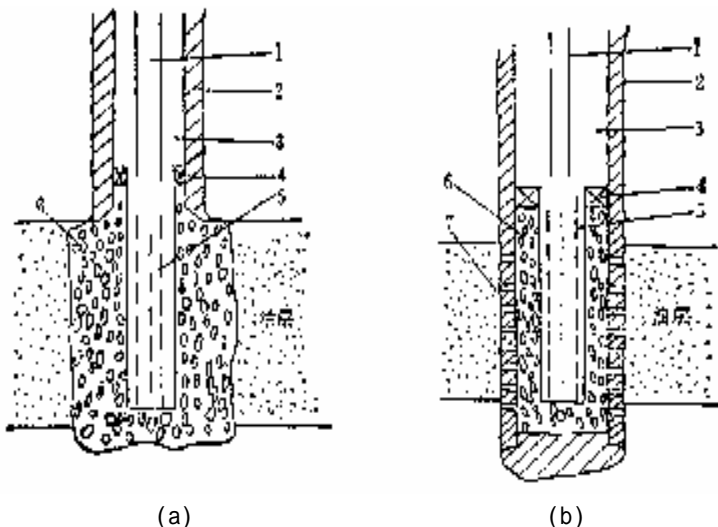


图 8-4 砾石充填防砂示意图

(a)裸眼砾石充填 (b)套管内砾石充填

1—油管；2—水泥环；3—套管；4—封隔器；5—衬管；6—砾石；7—射孔孔眼

裸眼砾石充填的渗滤面积大，砾石层厚，防砂效果较好，对油层产能的影响小。但其常用于油井先期防砂，工艺较复杂，且对油层结构要求有一定的强度，对油层条件要求高(如单一油层、厚度大、无气、水夹层等)。因而大多数油井采用套管射孔完井再进行套管内砾石充填防砂方法。

砾石充填防砂方法的施工设计应符合三条基本原则：一是注重防砂效果，正确选用防砂方法，合理设计工艺参数和工艺步骤，以达到阻止油层出砂的目的；二是采用先进的工艺技术，最大限度地减少其对油井产能的影响；三是注重综合经济效益，提高设计质量和施工成功率、降低成本。施工设计要形成一套完整的程序，有利于方案的系统化和规范化，从而提高施工设计的质量。设计应分步进行，如图 8-5 所示。具体步骤如下：

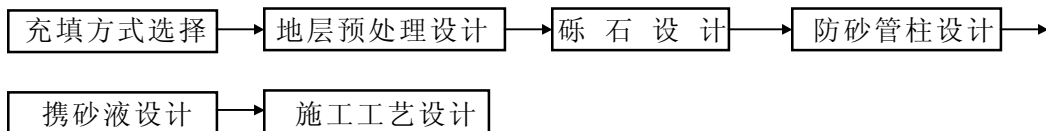


图 8-5 防砂施工分步设计程序

1) 充填方式选择，根据防砂油层、油井的特点和设计原则等，结合完井类型选择出

最合适的砾石充填方式。

2)油层预处理设计,根据油层砂样分析化验的结果和防砂井的具体情况,确定酸化解堵和粘土稳定处理等措施,同时考虑防乳化、防止新生沉淀等问题。这一步对于提高施工成功率、保证油井产能有着重要的意义。

3)砾石设计,主要包括砾石尺寸设计、砾石质量控制、砾石用量计算三方面的内容。

①砾石尺寸设计

在筛析实验室中取得防砂井油层砂样粒度中值 d_{50} 后,根据计算公式求得所需用的砾石尺寸,即砾石的粒度中值 D_{50} 。目前普遍使用索西埃(Saucier)公式 $D_{50} = (5 \sim 6)d_{50}$,该公式是在大量实验的基础上得到的,实验测得的砾/砂粒径比与渗透率的关系曲线如图 8-6 所示,图 8-7 为砾石挡砂机理示意图,a 表示 $D_{50}/d_{50} < 6$ 时,砾石与油层砂界面清楚,砾石挡住了油层砂,油、气井无砂生产;b 表示 $6 < D_{50}/d_{50} < 14$ 时,油层砂部分侵入砾石充填层,造成砾/砂互混,砾石区渗透率下降,尽管油、气井不出砂,但产量下降;c 表示 $D_{50}/d_{50} > 14$ 时,油层砂可以自由通过砾石充填层,防砂无效。

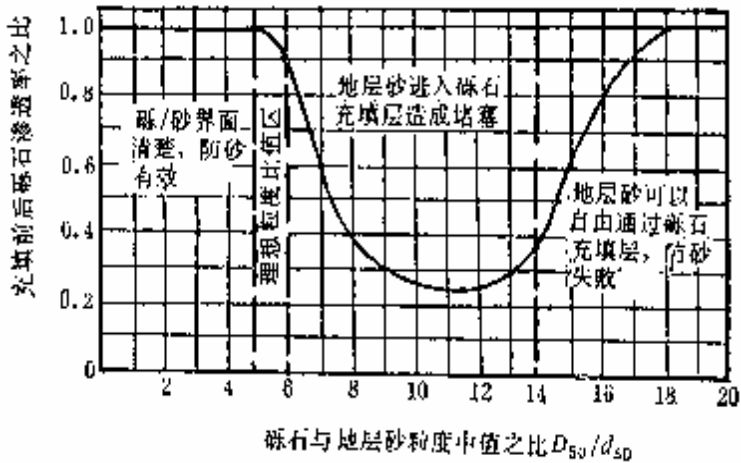


图 8-6 D_{50}/d_{50} 与砾石渗透率关系曲线

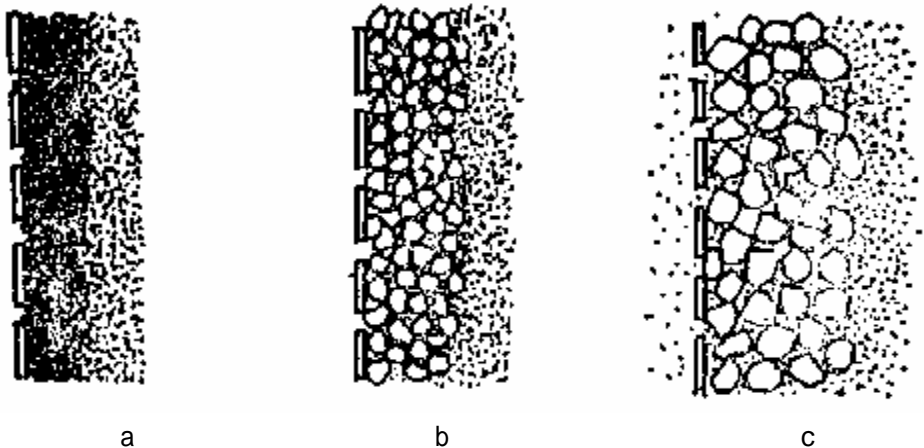


图 8-7 砾石挡砂机理示意图

②砾石质量控制

为满足防砂工艺要求，应根据具体的使用环境考虑砾石的品种和质量要求。如预充填双层筛管、高斜度井砾石充填、热采井砾石充填等都应考虑使用树脂预涂层砾石；预充填双层筛管也可选用预涂层烧结陶粒作为充填材料。

砾石的质量要求主要有：砾石粒度均匀；园、球度好；在标准土酸中的酸溶度小于1%；砾石试样水浊度不大于50度；显微镜观察没有两个或多个颗粒结晶块和满足抗破碎试验要求。

③充填砾石用量计算

砾石充填防砂所用的砾石数量根据要充填部位的体积决定，为了保证施工质量，设计用量时要考虑足够的附加量。一般以多挤入为好，可提高防砂效果。

4)防砂管柱设计

①绕丝筛管与割缝衬管的比较与选择

全焊接不锈钢绕丝筛管(图 8-8)，国内选用 $1Cr18Ni9Ti$ 不锈钢丝为原料，轧制成一定尺寸的三角形截面的绕丝和纵筋。在绕制过程中，绕丝和纵筋的每一个交叉接触点都用电阻焊焊接在一起，使筛套形成具有一定强度的整体，按一定的长度要求两端切平，焊上接箍。将带孔中心管穿过筛套，再把筛套两端接箍焊在中心管上，其特点是：耐腐蚀、工作寿命长、外窄内宽的筛缝具有一定的“自洁”作用、连续绕丝形成连续缝隙、流通面积大、在制造工艺上能达到防砂的各种缝隙要求。综合上述优点，构成了绕丝筛管广泛应用的原因。其缺点是造价高，通常为割缝衬管的2~3倍。

割缝衬管可直接使用锯片铣刀在铣床上铣削套管而成。如图 8-9 所示。缝隙尺寸决定于铣刀的宽度和强度，0.30mm 以下的割缝宽度加工困难，因而割缝衬管适用于中~粗油层砂。而且由于套管是碳素结构钢，耐腐蚀差，尤其是缝隙尺寸易受腐蚀而增大使防砂有效期短，但其成本低。

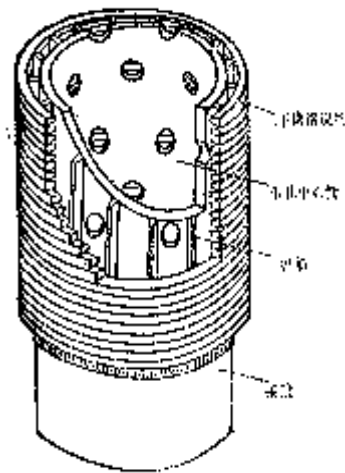


图 8-8 绕丝筛管示意图

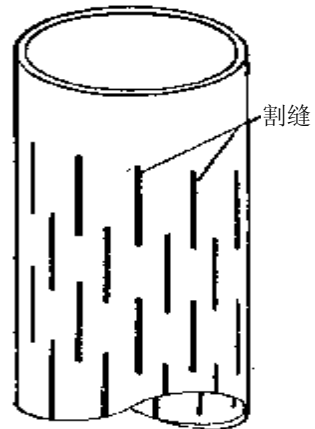


图 8-9 割缝衬管示意图

在选择筛管或衬管时,应考虑防砂井的具体条件和综合经济效益。如果井液腐蚀性弱,油层砂较粗,产能偏低的油层适当选用割缝衬管,反之选用绕丝筛管;井段超过 30m 的产层,应考虑使用绕丝筛管,虽然长井段施工和修井费用高,但使用绕丝筛管寿命长,综合经济效益好;海上油气田应选用成功率高、生产周期长的防砂完井方式,对此,绕丝筛管优于割缝衬管;此外,特殊油气井的条件,还可以选用特殊材料和机械结构的绕丝筛管,如硫化氢含量高的井,可采用具有抗硫化氢腐蚀能力强的 1C₁18Ni₁₂Mn₂Ti 不锈钢材质;热采井可采用滑动式筛套,以防止筛套与中心管因膨胀系数不一致而造成损坏;在某些油气井中还可选用预充填双层或多层绕丝筛管。

②缝隙尺寸设计:缝隙尺寸原则上应能满足挡住最小充填砾石的要求。设计计算时缝隙尺寸应等于最小充填砾石尺寸的 1/2~2/3。

③筛管直径设计:筛管直径与砾石充填方式和井身结构有关,既要考虑防砂井段的通畅,又要使充填层有足够的厚度,以保证充填层的挡砂能力和稳定性。

④筛管长度设计:生产筛管的设计长度应超过产层射孔段上、下界各 1.0~1.5m;裸眼完井的筛管长度应超过扩眼产层上、下界各 1m 以上。以便确保筛管对准产层,获得筛管的最大利用率,有利于提高防砂效果。

⑤信号筛管设计:信号筛管的作用是向地面施工人员提供井下充填情况的信号。为使施工顺利进行,应根据工艺需要选择不同位置的信号筛管。如常规低密度循环充填选用上部信号筛管;高密度充填选用下部信号筛管,也可省去信号筛管,如图 8-10。上部信号筛管的作用是当充填砾石堆积到生产筛管顶部后,地面充填压力相对稳定,直到砾石把光管段环形空间全部填满达到信号筛管后,压力又开始上升,且上升速度较快,当信号筛管全部被砾石埋死后,压力剧增,表明井筒内砾石储备量已达到设计要求,充填停止,可以转入下一个工序。下部信号筛管的作用是强迫高密度砂浆向井底运动,携砂液不能在筛管上部进入筛管,避免砾石堆积在产层上部井筒中形成砂拱堵塞环形空间,造成下部充填不实,而导致充填失败。当砾石砂浆到达底部,砾石将下部信号筛管埋住,地面施工压力就会明显上升,操作人员便可转入下道工序,使工具进入挤压状态。挤压过早会把大量作业液挤入油层造成油层损害,挤压太晚砂浆无法进入已经被砾石挡住的炮眼。使用下部信号筛管可以提供准确的开始挤压的时间。

信号筛管的缝隙和直径尺寸与生产筛管相同,长度一般为 1~2m。

⑥光管的设计:光管是一段油管或套管,位于生产筛管与信号筛管之间或生产筛管

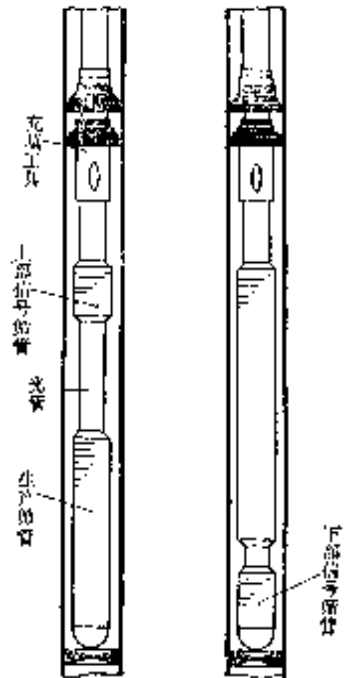


图 8-10 上、下信号筛管位置示意图

与充填工具之间，它与井筒的环形空间储备充填砾石。因为施工结束后，由于砾石的压实或通过炮眼进入油层而使砾石充填的高度下降，这些储备砾石起到补充作用，以防止生产筛管裸露而使防砂失效。

光管的直径与绕丝筛管的中心管直径相同，或与割缝衬管的直径相同。光管的长度根据充填方法和具体情况来定。一般地，对于低密度循环充填的光管为20~30m，高密度挤压充填的光管长度不小于生产筛管长度。裸眼完井的光管段不应设计在套管内，因为与裸眼井段相比，光管与套管环空储存的砾石量相对较少，所以应在产层以上盖层中适当加长扩孔段以便储备更多的砾石。

⑦扶正器设计：使用扶正器可使防砂管柱在井筒内处于中心位置，以便砾石能够均匀充填在筛管周围，形成良好的挡砂屏障。如果不使用扶正器或使用数量不够，防砂管柱就可能偏置，使得有一边的砾石充填量减少，甚至完全得不到砾石充填，油层流体流出后直接冲蚀和流过筛管，导致防砂失败。

扶正器的位置及数量的多少根据井筒的具体情况确定。

⑧充填工具的选用：根据充填工艺，砾石充填工具的结构可分为三种：一是下冲法充填工具，工艺要求先把砾石投入防砂井筒，下入有下冲喷头的防砂管柱，从油管内泵入工作液，冲击砾石使其悬浮在井筒中，管柱得以逐渐下放，之后砾石沉降在管柱周围形成挡砂屏障；二是反循环充填工具，工作液和砂浆从油套环空泵入井底，砾石留在筛管周围，返出液进入筛管从油管内返出地面；三是转换充填工具，工作液和砂浆从油管泵入井底，通过转换工具返出液从油套环空返出地面。

下冲法充填工艺、工具简单，但易造成砾石大小分级现象，只适用于浅井和薄层段；反循环充填工艺、工具较为简单，但砂浆易受套管内壁杂物的污染，使充填体渗透率下降，且套管柱必须承受充填压力，携砂液流速度低，用液量也较大，因此应尽可能少用；转换充填工具可避免对砂浆的污染，套管也不必承受充填压力，携砂液流速度高，用液量也小，是比较理想的充填方法，但其工具结构复杂、种类多、作业难度较高。

5) 携砂液

砾石充填用携砂液要求与其它完井和修井液一样，必须对油层无损害又能达到应用目的。因此它在固相颗粒含量与颗粒大小、与油层液和油层矿物的配伍性、反应生成物不堵塞油层孔隙等方面均有标准。携砂液种类和用量应根据油井的具体情况和工艺要求进行选择和设计。

6) 施工工艺步骤

施工工艺应根据油气井的具体情况和施工工具及设备进行设计，原则是要使操作有利于提高砾石充填的防砂质量和施工的顺利进行。常规井的施工工艺步骤如图8-11所示。

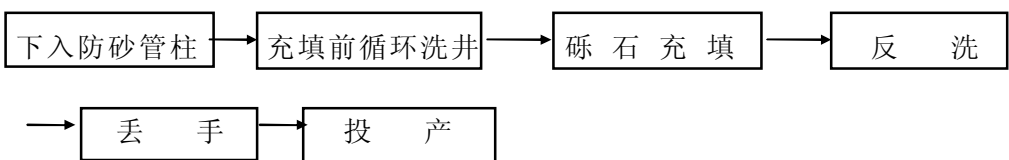


图8-11 砾石充填防砂施工工艺步骤

(4)化学防砂方法

1)水泥砂浆人工井壁

水泥砂浆人工井壁是以水泥为胶结剂、石英砂为支撑剂，按比例混合均匀，拌以适量的水，用油携至井下，挤入套管外，堆积于出砂部位，凝固后形成具有一定强度和渗透性的人工井壁，防止油气层出砂的方法。该方法是油井后期防砂方法，渗透率较高，原材料来源广泛，施工简单，但用量较大，胶结后抗折强度小于1MPa，有效期较短。

2)树脂核桃壳人工井壁

树脂核桃壳人工井壁是以酚醛树脂为胶结剂，粉碎成一定颗粒的核桃壳为支撑剂，按一定比例拌合均匀，使每个核桃壳颗粒表面都涂有一层树脂，并加入少量柴油浸润，然后用油或活性水携至井下，挤入射孔层段套管外堆积于出砂层位，在固化剂的作用下经一定时间的反应树脂固结，形成具有一定强度和渗透性的人工井壁，防止油气层出砂的方法。该方法适用于油水井早期防砂，胶结后人工井壁渗透率较高，强度较大，具有较好的防砂效果，但原材料来源困难。

3)树脂砂浆人工井壁

树脂砂浆人工井壁是以树脂为胶结剂，石英砂为支撑剂，按比例混和均匀，使石英砂表面涂敷一层均匀的树脂薄膜，并加入少量的柴油浸润，然后用油携至井下挤入套管外出砂层位，凝固后形成具有一定强度和渗透性的人工井壁，防止油气层出砂的方法。该方法是油水井后期防砂方法，适用于吸收能力较高的油、水层，其适应性较强，不受井深限制，但施工中现场拌合劳动量大，加携砂液困难。

4)预涂层砾石人工井壁

预涂层砾石人工井壁是指在石英砂外表面，通过物理化学方法均匀涂敷一层树脂，在常温下干固，形成不发生粘连的稳定颗粒。将这种预涂层砾石使用携砂液携带至油井的出砂层位，在一定的条件下(挤入固化剂和受温度的作用)砾石表面的树脂软化粘连并固结，形成具有良好渗透性和强度的人工井壁，以防止油气层出砂的方法。该方法适用于吸收能力较大，温度高于60℃的油层防砂，施工简单，成功率高，胶结后的砾石抗折强度可达5MPa左右，渗透率可保持在原始值的90%以上，是目前较好的化学防砂方法。

5)酚醛树脂胶结砂层

酚醛树脂胶结砂层是以苯酚、甲醛为主料，以碱性物质为催化剂，按比例混合，经加热熬制成甲阶段树脂(粘度控制在300mPa.s左右)，将此树脂溶液挤入砂岩油层，以柴油增孔，再挤入盐酸作固化剂，在油层温度下反应固化，将疏松砂岩胶结，防止油、水井出砂的方法。该方法适用于油水井早期防砂，胶结后砂岩抗折强度0.8MPa左右，渗透率可保持原来的50%左右，耐温100℃，耐水、油、盐酸等介质，不耐土酸浸蚀，施工较易掌握，但成本较高，施工作业时间长。

6)酚醛溶液地下合成防砂

酚醛溶液地下合成防砂是将加有催化剂的苯酚与甲醛，按比例配料搅拌均匀，并以柴油为增孔剂。酚醛溶液挤入出砂层后，在油层温度下逐渐形成树脂并沉积于砂粒表面，固化后将油层砂胶结牢固，而柴油不参加反应为连续相充满孔隙，使胶结后的砂岩保持良好的渗透性，从而起到提高砂岩的胶结强度，防止油气层出砂的方法。

该方法为油井先期和早期防砂方法，适用于温度高于60℃，粘土含量较低的中、细砂岩油层。平均有效期二年以上，施工较为简单，对油层已大量出砂或出水后防砂效果差，不宜选用。

上述各种防砂方法均以化学胶固为基础，在一些油田分别获得了一定的防砂效果。但各种方法均有各自的适用条件，因此必须根据油层和油井的具体情况而选择应用。具体配方和用量，更应根据各个油田的油层条件通过实验室和现场试验来确定。

8.1.3 清砂方法

尽管目前已经有了各种各样的防砂方法，但由于种种原因，在砂岩油气水井上完全避免油层出砂是困难的。油层出砂后，如果井筒流体上升速度不足以将砂带至地面时，砂粒便在井筒中沉积下来，一方面井内形成砂堵增加了流体流动阻力，另一方面由于砂的存在会对抽油设备造成严重的损害，甚至使得抽油设备工作失效。因此，为了恢复出砂油井的正常生产，必须采取措施来清除井筒中的固体砂粒。

通常采用的清砂方法有两种：

冲砂：通过冲管、油管或油套环空向井底注入高速流体冲散砂堵，由循环上返的液体将砂粒带到地面，以解除油水井砂堵的工艺措施，是目前广泛应用的清砂方法。

捞砂：用钢丝绳向井内下入专门的捞砂工具—捞砂筒，将井底积存的砂粒捞到地面上来的方法。一般适用于砂堵不严重、井浅、油层压力低或有漏失层等无法建立循环的油井。

(1) 冲砂液及冲砂方法

冲砂的目的在于解除砂堵恢复油井、水井、气井正常生产。但是往往由于所用液体和冲砂方式选择不当，反而会引起冲砂液大量漏入油层造成油层损害或冲砂失败而影响生产。因此应当正确地选择冲砂液和冲砂方式。

1) 冲砂液

冲砂液是指用于进行冲砂的液体。通常采用的冲砂液有油、水、乳状液等。为了防止对油层的损害，在液体中可加入表面活性剂。一般油井用原油，水井用淡水或盐水，低压井用混气冲砂液进行冲砂。

冲砂液的基本要求：①具有一定的粘度，以保证具有良好的携砂能力；②具有适宜的密度，以便形成适当的液柱压力防止井喷或防止因液柱压力过大产生漏失无法建立循环；③不损害油层；④来源广泛、价廉等。

2) 冲砂方式

冲砂方式主要有正冲砂(冲管冲砂)、反冲砂、正反冲砂和联合冲砂等方式。

正冲砂是指冲砂液由冲砂管(或油管)泵入，被冲

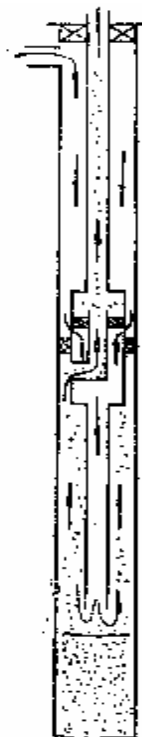


图 8-12 联合冲砂管柱示意图

散的砂粒随冲砂液一起沿油套环空返至地面的冲砂方法。随着砂堵冲开程度增大，逐渐加深冲砂管。冲砂管不能下放过快，以免冲砂管插入砂中造成憋泵，在接单根或改罐等需要停止循环之前，必须进行较长时间的循环，以便把井筒内已冲起的砂粒带到地面，防止停止循环期间，这些砂粒沉降而造成卡堵管事故。为了增大液流对砂堵的冲击力，可在冲砂管下端装上收缩管或喷嘴。冲砂管下端做成斜尖形，有利于防止下放过快而引起的憋泵事故。

反冲砂是指冲砂液由油套环空泵入，被冲散的砂粒随冲砂液一起从油管返至地面的冲砂方法。

正冲砂冲击力大，易冲散砂堵，但因油套环空截面积大，液流上返速度小，携砂能力低，易在冲砂过程中发生卡管事故，要提高液流上返速度就必须提高冲砂液的用量。反冲砂冲击力小，但液流上返速度大，携砂能力强。

正反冲砂利用了正冲砂和反冲砂各自的优点，其工艺过程为先用正冲砂将砂堵冲散，使砂粒处于悬浮状态，再迅速改为反冲砂，将冲散的砂粒从油管内返出地面的冲砂方式。这种方式可迅速解除较紧密的砂堵，提高冲砂效率。采用正反冲砂方式时，地面相应配套有改换冲洗方式的总机关。

为了更充分地利用正反冲砂方式的优点，减少地面的操作，进一步提高冲砂效率，发展了联合冲砂方式。

联合冲砂是指冲砂管柱距底端一定距离处装有分流器，用以改变液流通道，冲砂液从油套环空进入井内，经分流器进入下部冲砂管冲开砂堵，被冲散的砂粒随同液体先从下部冲管与套管环空返至分流器后，便进入上部冲砂管内返至地面。联合冲砂管柱如图8-12所示。

这种冲砂方式可提高冲砂效率，既具有正冲砂冲击力大的优点，又具有反冲砂返液流速高、携带能力强的优点，同时又不需要改换冲洗方式的地面设备。

在冲砂过程中应注意中途不可停泵，以免冲起的砂粒沉降而卡住或堵死冲砂管；应尽量保持进出口液流量大致平衡，防止井喷或冲砂液向油层漏失而损害油层；应逐渐加大冲砂深度，不能太快或一次加深过多，以免使冲砂管插入砂体内发生砂堵、憋泵等事故。

(2) 冲砂水力计算

冲砂过程中，为了使液流能够将全部的砂粒携带至地面，液流在井筒内的上升速度必须大于最大直径砂粒的自由沉降速度。

$$V_s = V_l - V_d \quad (8-1)$$

式中 V_s —冲砂时砂粒上升速度，m/s；

V_l —液体上返速度，m/s；

V_d —砂粒在静止冲砂液中的自由沉降速度，m/s。

根据玉门油田石英砂与水所做的实验表明，当 $V_l/V_d \approx 1.6 \sim 1.7$ 时，砂粒在上升液流中呈悬浮状态，而当液流上升速度稍增加时，砂粒便开始上升，因而保证砂粒能被带到地面的做法是使 $V_l \geq 2V_d$ 。所以保持砂粒上升的最低速度 $V_{l\min} = 2V_d$ ，从而可计算出冲砂液的最低用量。

$$Q_{\min} = FV_{\min} \quad (8-2)$$

式中 Q_{\min} —冲砂要求的最低冲砂液量, m^3/s ;

F —冲砂液上返的流动截面积, m^2 ;

V_{\min} —保持砂子上升所需要的最低液流速度, m/s 。

在冲砂过程中, 砂粒从井底上升到地面所需的时间为:

$$T = \frac{H}{V_s} \quad (8-3)$$

式中 H —井深, m ;

T —砂粒从井底上升到地面所需的时间, s 。

因此, 为了提高冲砂速度应尽可能提高泵的排量, 并减小液流上返时的过流面积, 以保持高的液流上返速度, 提高冲砂效率。

8.2 防蜡与清蜡

石油主要是由各种组分的烃(碳氢化合物)组成的多组分混合物溶液。各种组分的烃的相态随着其所处的状态(温度和压力等)不同而变化, 呈现出液相、气液两相或气液固三相。其中的固相物质主要是含碳原子数为16到64的烷烃(即 $C_{16}H_{34} \sim C_{64}H_{130}$), 这种物质叫石蜡。

纯石蜡为白色, 略带透明的结晶体, 密度 $880 \sim 905 \text{kg}/\text{m}^3$, 熔点为 $49 \sim 60^\circ\text{C}$ 。在油藏条件下一般处于溶解状态, 随着温度的降低其在原油中的溶解度降低, 同时油越轻对蜡的溶解能力也越强。对于溶有一定量石蜡的原油, 在开采过程中, 随着温度、压力的降低和气体的析出, 溶解的石蜡便以结晶析出、长大聚集和沉积在管壁等固相表面上, 即出现所谓的结蜡现象。

油井结蜡一方面影响着流体举升的过流断面, 增加了流动阻力; 另一方面影响着抽油设备的正常工作。因此, 防蜡和清蜡是含蜡原油开采中需要解决的重要问题。

8.2.1 油井防蜡机理

为了制定油田防蜡和清蜡等措施, 必须充分了解影响结蜡的各种因素和掌握结蜡规律。通过对油井结蜡现象的观察和实验室对结蜡过程的研究, 影响结蜡的主要因素包括四个方面, 即: 原油组成(包括蜡、胶质和沥青的含量)、油井的开采条件(如温度、压力、气油比和产量等)、原油中的杂质(泥、砂和水等)以及沉积表面的粗糙度和表面性质。

(1) 油井结蜡的过程

- 1) 当温度降至析蜡点以下时, 蜡以结晶形式从原油中析出;
- 2) 温度、压力继续降低和气体析出, 结晶析出的蜡聚集长大形成蜡晶体;
- 3) 蜡晶体沉积于管道和设备等的表面上。

从形成新相(石蜡晶体)所需要的能量角度来看, 石蜡首先要在油流中的杂质及固体表面粗糙处形成, 因为这样所需的能量小。

大量研究表明, 当温度降低到某一值时, 原油中溶解的蜡便开始析出, 蜡开始析出

的温度称为蜡的初始结晶温度或析蜡点。

(2) 影响结蜡的因素

1) 原油的性质及含蜡量

油井结蜡的内在因素是因为原油中溶解有石蜡，在其它条件相同的前提下，原油中含蜡量越高，油井就越容易结蜡。另外，油井的结蜡与原油组分也有一定的关系。原油中所含轻质馏分越多，则蜡的初始结晶温度就越低，保持溶解状态的蜡就越多，即蜡不易析出。实验证明，在同一含蜡量的原油中，含轻质成分少的原油，其中的蜡更容易析出。

2) 原油中的胶质、沥青质

实验表明，随着胶质含量的增加，蜡的初始结晶温度降低。这是因为，胶质为表面活性物质，它可以吸附于石蜡结晶的表面，阻止晶体的长大。沥青质是胶质的进一步聚合物，它不溶于油，而是以极小的颗粒分散于油中，可成为石蜡结晶的中心，对石蜡结晶起到良好的分散作用。根据观察，由于胶质、沥青质的存在，使蜡晶分散得均匀而致密，且与胶质结合的紧密。但有胶质、沥青质存在时，在壁管上沉积的蜡的强度将明显增加，而不易被油流冲走。因此原油中的胶质、沥青质对防蜡和清蜡既有有利的一面，也有不利的一面。

3) 压力和溶解气

压力和溶解气对蜡的初始结晶温度的影响如图8-13所示。从图中可以看出，在压力高于饱和压力的条件下，压力降低时，原油不会脱气，蜡的初始结晶温度随压力的降低而降低(B→A)。

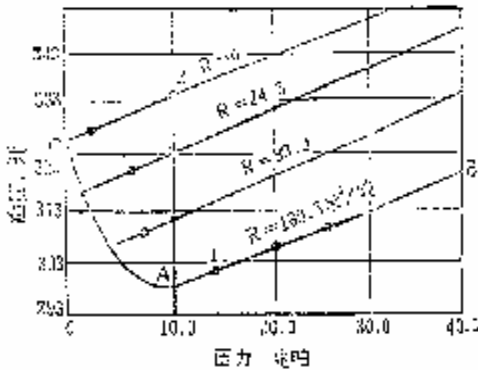


图8-13 蜡的初始结晶温度与压力、溶解气油比的关系曲线

曲线1—油层油；曲线2—脱气油；R—溶解气油比；
油层油饱和和压力9.8MPa；含蜡量4.51%；含胶质2.85%

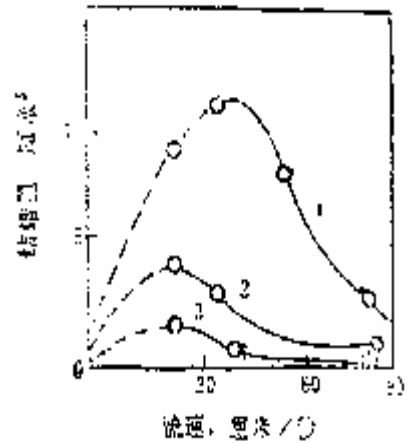


图8-14 流速与结蜡量的关系
1—钢管；2,3—塑料管

在压力低于饱和压力的条件下，由于压力降低时原油中的气体不断脱出，气体分离与膨胀均使原油温度降低，降低了原油对蜡的溶解能力，因而使蜡的初始结晶温度升高

(A→C)。

在采油过程中，原油从油层向地面流动，压力不断降低；在井筒中，由于油流与井筒及地层间的热交换，油流温度也降低；当压力降低到饱和压力时，便有气体脱出，降低了原油对蜡的溶解能力，使初始结晶温度提高，同时气体的膨胀，发生吸热过程，也促使油流温度降低，从而加重了蜡晶的析出和沉积。

4) 原油中的水和机械杂质

原油中的水和机械杂质对蜡的初始结晶温度影响不大。但是原油中的细小砂粒及机械杂质将成为石蜡析出的结晶核心，而促使石蜡结晶的析出，加剧了结蜡过程。油井含水量增加，结蜡程度有所减轻其原因包括：一是水的比热大于油，故含水后可减少液流温度的降低；二是含水量增加后易在管壁形成连续水膜，不利于蜡沉积于管壁。

5) 液流速度、管壁粗糙度及表面性质

油井生产实践证明，高产井结蜡情况没有低产井严重。这是因为在通常情况下，高产井的压力高、脱气少、蜡的初始结晶温度低；同时液流速度大，井筒流体流动过程中热损失小，从而使液流在井筒内保持较高的温度，蜡不易析出；另一方面由于液流流速高，对管壁的冲刷能力强，蜡不易沉积在管壁上。但是，随着流速的增大，单位时间内通过管道某位置的蜡量增加，加剧了结蜡过程，因此，液流速度对结蜡的影响有正反两个方面的作用，实验结果如图8-14所示。

由图8-14还可以看出，管材不同，结蜡量也不同。显然管壁越光滑，蜡越不容易沉积。根据有关表面性质对结蜡影响的研究，管壁表面的润湿性对结蜡有明显影响，表面亲水性越强越不易结蜡。

由于原油的组成比较复杂。上述只是目前相对清楚的影响油井结蜡的因素，对结蜡过程和机理的认识仍有待于进一步深化。

8.2.2 油井防蜡方法

根据人们的生产实践和对结蜡机理的认识，为了防止油井结蜡，可从三个方面着手：

1) 阻止蜡晶的析出。在原油开采过程中，采用某些措施(如提高井筒流体的温度等)，使得油流温度高于蜡的初始结晶温度，从而阻止蜡晶的析出。

2) 抑制石蜡结晶的聚集。在石蜡结晶已析出的情况下，控制蜡晶长大和聚集的过程。如在含蜡原油中加入防止和减少石蜡聚集的某些化学剂—抑制剂，使蜡晶处于分散状态而不会大量聚集。

3) 创造不利于石蜡沉积的条件。如提高表面光滑度、改善表面润湿性、提高井筒流体速度等。

具体防蜡方法有以下几种：

(1) 油管内衬和涂层防蜡

这类方法的防蜡作用主要是通过表面光滑和改善管壁表面的润湿性，使蜡不易在表面上沉积，以达到防蜡的目的。应用比较多的是玻璃衬里油管及涂料油管。

玻璃衬里油管就是在油管内壁衬上由 SiO_2 、 Na_2O 、 CaO 、 Al_2O_3 、 B_2O_3 等氧化物烧结而成的玻璃衬里。因其表面被羟基化而具有憎油亲水特性。玻璃衬里的厚度为0.5~

1.0mm。其防蜡原理是：利用玻璃衬里油管表面具有亲水憎油特性，原油含水的情况下，管壁被水优先润湿形成一层水膜，使蜡不易附着而被液流携走；同时，玻璃表面十分光滑，不利于蜡的沉积；玻璃具有良好的绝热性能，使井筒流体的温度不易散失，从而减少了蜡的析出。实践证明：这种防蜡方法在含水油井有一定的效果，但在低产井，不含水油井、稠油井应用效果差，为防止玻璃衬里被腐蚀，不应与含有氢氟酸的介质接触。

涂料油管就是在油管内壁涂一层固化后表面光滑且亲水性强的物质，其防蜡原理与玻璃衬里油管相似。目前这类物质的研究很广，最早使用的是普通清漆，但由于其在管壁上粘合强度低，效果差而逐渐被淘汰。目前应用较多的是聚氨酯甲酸酯类的涂料。涂料油管有一定的防蜡效果，特别是新油管效果较好，使用一段时间后，由于表面蜡清除不净，以及石油中活性物质可使管壁表面性质发生变化而失去防蜡效果。涂料油管主要用于自喷井防蜡和注水井防腐。

(2) 化学防蜡

化学防蜡是通过向井筒中加入液体化学防蜡剂或在抽油泵下的油管中连接上装有固体化学防蜡剂的短节，防蜡剂在井筒流体中溶解混合后达到防蜡目的。防蜡剂主要有活性剂型和高分子型两大类。

活性剂型防蜡剂通过在蜡结晶表面上的吸附，蜡表面形成一个不利于石蜡继续长大的极性表面，使蜡晶以微粒状态分散在油中，被油流带走。活性剂型防蜡剂还可吸附于固体表面上形成极性表面，阻止石蜡的沉积。常用的活性剂型防蜡剂有磺酸盐型活性剂(如石油磺酸钠、石油苯磺酸钠等)、胺型活性剂(如尼凡丁-18等)、季胺盐型活性剂(如DTC、OTC等)、平平加型活性剂(如平平加A-20、平平加O-20等)、OP型活性剂(如OP-10等)、聚醚型活性剂(如2067、2069、2070、2071、AE1910等)以及吐温型活性剂(如吐温20、吐温60、吐温80、吐温81、吐温85等)。

高分子型防蜡剂都是油溶性的，具有石蜡结构链节的支链线性高分子，在浓度很小的情况下能够形成遍及整个原油的网状结构，而石蜡就可在这网状结构上析出，因而彼此分散，不能聚集长大，也不易在固体表面沉积，而易被液流带走。这类防蜡剂主要有聚乙烯、聚异丁烯、聚丙烯等。

(3) 磁防蜡技术

磁防蜡技术的基本原理：原油通过强磁防蜡器时，石蜡分子在磁场作用下定向排列作有序流动，克服了石蜡分子之间的作用力，不能按结晶的要求形成石蜡晶体；对于已形成蜡晶的微粒通过磁场后，石蜡晶体细小分散，并且有效地削弱了蜡晶之间、蜡晶与胶体分子之间的粘附力，抑制了蜡晶的聚集长大。另外，磁场处理后还能改变井筒中结蜡状态，使蜡质变软，易于清除。

磁防蜡技术虽已在油田应用，但其作用机理及如何提高其效果仍需进一步研究。

8.2.3 油井清蜡方法

在含蜡原油的开采过程中，虽然可采用各类防蜡方法，但油井仍不可避免地存在有蜡沉积的问题，蜡沉积严重地影响着油井正常生产，所以必须采取措施将其清除。

目前油井常用的清蜡方法根据其清蜡原理可分为机械清蜡和热力清蜡两类。

(1) 机械清蜡

机械清蜡是指用专门工具刮除油管壁上的蜡，并靠液流将蜡带至地面的清蜡方法。在自喷井中采用的清蜡工具主要有刮蜡片和清蜡钻头等。一般情况下采用刮蜡片；但如果结蜡很严重，则用清蜡钻头；结蜡虽很严重，但尚未堵死时用麻花钻头；如已堵死或蜡质坚硬则用矛刺钻头。

自喷井的机械清蜡是利用地面绞车，绕在绞车滚筒上的钢丝穿过滑轮后将清蜡工具经防喷管下到油管中，并在油管结蜡部位上下活动，将蜡沉积刮除，由液流携带出井筒。

有杆抽油井的机械清蜡是利用安装在抽油杆上的活动刮蜡器清除油管和抽油杆上的蜡。油田常用尼龙刮蜡器，在抽油杆相距一定距离(一般为冲程长度的 $\frac{1}{2}$) 两端固定限位器，在两限位器间安装尼龙刮蜡器。抽油杆带着尼龙刮蜡器在油管中往复运动，上半冲程刮蜡器在抽油杆上滑动，刮掉抽油杆上的蜡；下半冲程由于限位器的作用，抽油杆带动刮蜡器刮掉油管上的蜡。同时油流通过尼龙刮蜡器的倾斜开口和齿槽，推动刮蜡器缓慢旋转，提高刮蜡效果，由于通过刮蜡器的油流速度加快，使刮下来的蜡易被油流带走，而不会造成淤积堵塞。

(2) 热力清蜡

热力清蜡是利用热能提高液流和沉积表面的温度，熔化沉积于井筒中的蜡。根据提高温度的方式不同可分为热流体循环清蜡、电热清蜡和热化学清蜡三种方法。

1) 热流体循环清蜡法

热流体循环清蜡法的热载体是在地面加热后的流体物质，如水或油等，通过热流体在井筒中的循环传热给井筒流体，提高井筒流体的温度，使得蜡沉积熔化后再溶于原油中，从而达到清蜡的目的。根据循环通道的不同，可分为开式热流体循环、闭式热流体循环、空心抽油杆开式热流体循环和空心抽油杆闭式热流体循环四种方式。

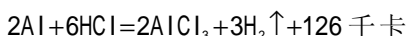
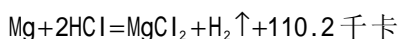
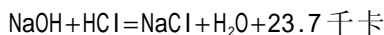
热流体循环清蜡时，应选择比热大、溶蜡能力强、经济、来源广泛的介质，一般采用原油、地层水、活性水、清水及蒸汽等，为了保证清蜡效果，介质必须具备足够高的温度。在清蜡过程中，介质的温度应逐步提高，开始时温度不宜太高，以免油管上部熔化的蜡块流到下部堵塞介质循环通道而造成失败。另外，还应防止介质漏入油层造成堵塞。

2) 电热清蜡法

电热清蜡法是把热电缆随油管下入井筒中或采用电加热抽油杆，接通电源后，电缆或电热杆放出热量即可提高液流和井筒设备的温度，熔化沉积的石蜡，从而达到清防蜡的作用。

3) 热化学清蜡法

为清除井底或井筒附近油层内部沉积的蜡，曾采用了热化学清蜡方法，它是利用化学反应产生的热能来清除蜡堵。例如氢氧化钠、铝、镁与盐酸作用产生大量的热能。



一般认为用这种方法产生的热能来清蜡很不经济，且效率不高。因此，很少单独使

用，它常与酸处理联合使用，以作为油井的一种增产措施。

8.3 油井堵水

油井出水是油田开发中后期遇到的普遍现象，特别是水驱油田，油井出水是不可避免的现象。油层的非均质性以及开发方案和开采措施不当等原因，会使水的推进不均匀，造成个别井层过早水淹和油田综合含水的迅速上升，而降低产量和采收率。因此在油田开发过程中，必须及时注意油井出水动向，利用各种找水方法，确定出水层位，采取相应的堵水措施。

8.3.1 油井出水原因及找水技术

(1) 油井出水来源

油井出水按其来源可分为注入水、边水、底水及上、下层水和夹层水。

1) 注入水及边水

由于油层的非均质性及开采方式不当，使注入水及边水沿高渗透层及高渗透区不均匀推进，在纵向上形成单层突进，在横向上形成舌进，使油井过早水淹。

2) 底水

当油田有底水时，由于油井生产在油层中造成的压力差，破坏了由于重力作用所建立起来的油水平衡关系，使原来的油水界面在靠近井底处呈锥形升高，即所谓的“底水锥进”现象。结果在油井井底附近造成水淹，含水上升，产油量下降。

注入水、边水和底水在油藏中虽然处于不同的位置，但它们都与要生产的原油在同一层中，可统称为“同层水”。“同层水”进入油井，造成油井出水是不可避免的，但要求缓出水、少出水，所以必须采取控制和必要的封堵措施。

3) 上层水、下层水及夹层水

它们是从油层以外来的水，往往是由于固井质量不高、套管损坏或误射水层造成的，这些水在可能的条件下均应采取水层封堵措施。

(2) 油井防水措施

对付油井出水，应以防为主，防堵结合，综合处理，概括起来有以下三个方面的措施：

1) 制订合理的油藏工程方案，合理部署井网和划分注采系统，建立合理的注、采井工作制度和采取工程措施以控制油水边界均匀推进。

2) 提高固井和完井质量，以保证油井的封闭条件，防止油层与水层串通。

3) 加强油水井日常管理、分析，及时调整分层注采强度，保持均衡开采。

(3) 油井找水技术

找水是指油气井出水后，通过各种方法确定出水层位和流量的工作。

在油田开发过程中，油井不正常出水是难以完全避免的。发现油井出水后，首先必须通过各种途径确定出水层位，而后才能采取必要的技术措施。目前确定出水层位有以下几种方法。

1) 综合对比资料判断出水层位

对出水井的地质情况(如井身结构、开采层位、各层油水井连通情况、各层渗透率和断层以及边水、底水、夹层水的情况等)进行仔细研究,对采油动态资料(产量、压力、生产气油比、含水、水质分析、注水情况等)进行综合分析、对比,判断出水层位。水质资料是确定产出水是来地地层水还是注入水的主要依据,而结合小层平面图及油水井连通图和注采井生产情况则可推断可能的出水层位,这是一种结合静、动态资料判断出水层位的间接方法,还需同其它方法配合才能最后确定出水层位。

2)水化学分析法

水化学分析法是利用产出水的化验分析结果来判断其为地层水或注入水的方法。该方法主要是依靠地层水和注入水在组成上的明显不同进行判断。地层水一般具有高矿化度,或含有硫化氢及二氧化碳等特点。不同深度的地层水,其矿化度和水型也不同。有的油田发现:地层越深,地层水矿化度越高,这有助于根据矿化度来判断油井出水是上部的地层水还是下部的地层水。

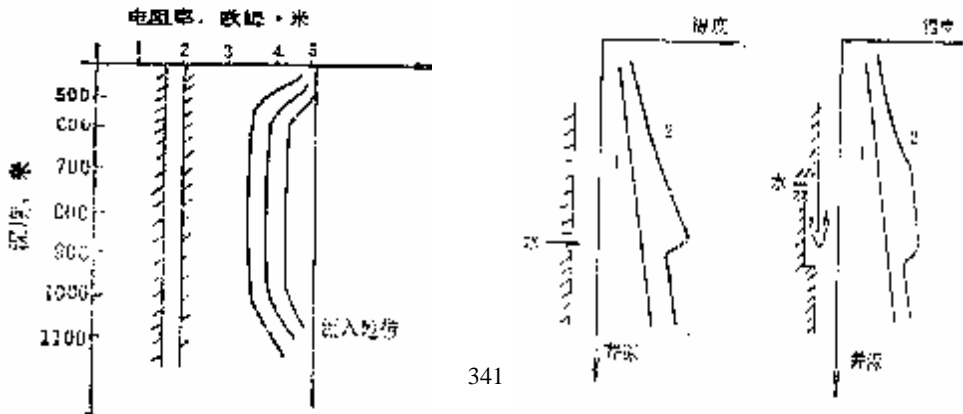
3)根据地球物理资料判断出水层位

目前应用的有:流体电阻测定法、井温测量法和放射性同位素法。

①流体电阻测定法:根据不同矿化度的水具有不同的导电性(即电阻率不同),利用电阻计测出油井中流体电阻率变化曲线,从而确定出水层位的方法。其测定步骤大致为:先往井内注入一种与井内水具有不同含盐量的水,进行循环洗井将井内原有液体循环干净,然后测量井内流体电阻率分布,得到一条控制电阻率曲线。再将液面抽汲到一定深度后进行一次测量,抽汲量的大小取决于外来水量的大小。这样交错进行,抽汲一段,测量一次,直到发现外来水为止。图 8-15 是注入井内的水的电阻率大于地层水电阻率时测得的曲线。从曲线上可明显看出电阻率曲线发生突变处即为出水位置。

这种测量方法设备比较简单,但找水工艺比较复杂,需要多次进行抽汲提捞和测井工作。该方法不适用于高压水层,对于高渗透水层,由于地层水在降压过程中大量流出和在井筒中大量扩散,使根据电阻率曲线突变确定的上、下限与实际出水层位不符。在因套管损坏而出水的井中,只能测出套管损坏的位置,而测不出实际出水层位。因此,这种方法的应用范围受到很大限制。

②井温测量法:利用地层水具有较高温度的特点来确定出水层位的方法。测量井温的过程同电阻测定法相似。先用均质流体冲洗井筒使整个井筒内的液柱温度分布稳定后,测量井内温度分布曲线(控制曲线),然后降低液面使地层水进入井内,一直达到测出温差为止。降低液面后所测井温曲线发生突变的部位便是外来水(地层水)进入井内的



位置(图 8-16a)。如果套管破裂的地方与出水层不重合时, 流体要在套管外流动一段距离, 由于套管外液体与井内液体的热交换, 所以温度曲线上有一段较平稳的高温显示(图 8-16b)。由于水的比热大于油的比热, 在出水层往往有高温异常显示, 因此, 也可利用直接测得的井温曲线来判断出水层位, 但要求井温仪必须有较高的灵敏度。

图 8-15 电阻率曲线

图 8-16 井温曲线找水示意图

a-无管外窜槽的情况;b-有管外窜槽的情况
1-控制曲线; 2-降低液面后测得的曲线

③放射性同位素法: 向井内注入同位素液体人为提高出水层段的放射性强度来判断出水层位的找水方法。根据注同位素液体前后测得的放射性曲线来鉴别出水层位。其步骤是: 先测井内自然放射性曲线(图 8-17 曲线 1), 再往井内注入一定数量含同位素的液体(一般 $1.5\sim 3$ 米³), 并用清水将其替入地层; 洗井后, 再测放射性曲线(图 8-17 曲线 2)。对比前后两次测得的曲线, 如后测曲线在某处放射性强度异常剧增, 说明套管在该处吸收了放射性液体。根据此异常, 结合射孔资料, 便可确定套管破裂位置及与套管破裂位置连通的渗透地层。

用这种方法来追踪套管破裂和套管外液流窜通, 一般会得到很好的效果。但是, 在确定夹层水或水淹层位时, 则受到限制。为此, 往往采用相渗透法及次生活化钠法。

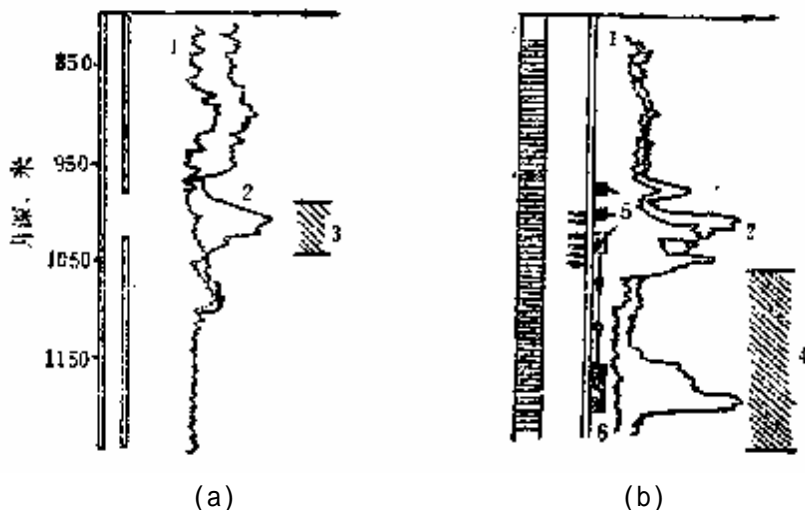


图 8-17 放射性同位素法测套管破裂及管外窜流

a-套管破裂; b-管外窜流

1-注同位素前曲线; 2-注同位素后的曲线; 3-套管破裂位置;
4-管外窜通段; 5-含油层; 6-出水层

相渗透法是建立在油、水层对油和水具有不同相渗透率的基础上。施工时将含有同位素的油和水两次分别挤入井内。每挤完一次, 测一次放射性曲线。水层对同位素水吸收量大, 对同位素油吸收量少; 而油层对同位素油吸收量大, 对同位素水吸收量少。因此将分别测得的两次同位素测井曲线进行对比便可判断油水层。图 8-18 为老君庙油田

某井利用相渗透法测得的曲线。由图看出： L_5 层挤入的同位素油很少，而挤入同位素水后曲线增幅很大，因此为水层； L_{2-3} 层挤油时增幅较大，挤水后增幅小，为油层显示； L_{4-2} 显示为油水同层。

次生活化钠法也是一种放射性测井方法。它是利用油层和水层钠离子(Na^+)含量的明显不同(通常油层中 Na^+ 是水层的 $1/10\sim 1/3$)来判断油、水层。测定地层中 Na^+ 含量的方法是利用中子源照射所测地层，使地层中 Na^+ 变成活化钠 Na^{24} ，它衰变后将放出 γ 射线，含钠量越多，放出的 γ 射线强度越大。因此，可以利用放射性仪器测 γ 射线的强度来判断含钠量的多少，进而判断油、水层。为了消除井内泥浆、套管和地层中所含其它元素(铝、硅等)放出的 γ 射线的干扰，可在中子源照射后等超过干扰元素放射性同位素半衰期，而 Na^{24} 的半衰期之前(如等 $10\sim 15$ 小时左右)测 γ 射线。这种方法不适于淡水层和含盐量低的水层，而相渗透法却不受地层水中含盐量的限制。

上述各种地球物理测井找水的方法，各有自己的应用条件，也各有优缺点。在实际找水工作中要根据油井的具体条件来选择所使用的方法，往往需要用两种或两种以上方法相互补充，才能较准确的确定出水层位。

4) 机械法找水

①压木塞法：对套管有一处损坏引起的出水油井，将木塞放在套管内，然后注入液体挤压木塞下行，最后木塞停留位置正好是套管损坏的位置。

②封隔器找水：利用封隔器将各层分开，然后分层求产，找出出水层位的方法。这种方法工艺比较简单，能准确确定出水层位，但施工时间长，在窄槽井上，必须封窜后才能应用。在油、水层之间的夹层很薄的层中则无法确定油、水层。

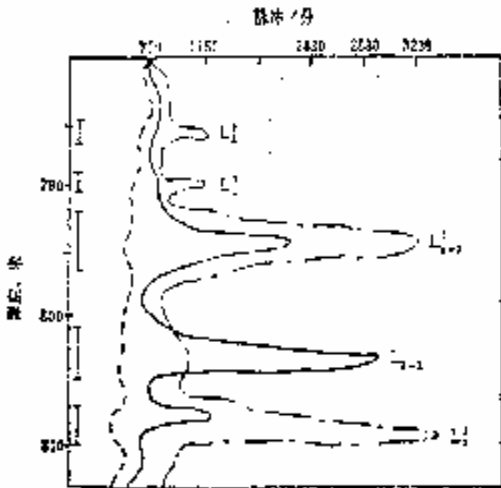


图 8-18 相渗透法划分油水层曲线
 基线；—— 放射性油线；
 放射性水线；| 射孔井段

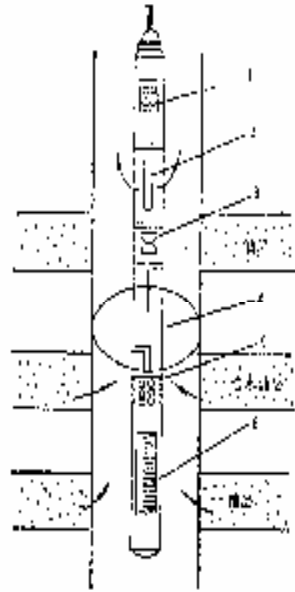


图 8-19 找水仪找水示意图
 1—电子线路；2—电容含水比例计；
 3—涡轮流量计；4—皮球集流器；

5) 找水仪找水

找水仪找水是指在油井正常生产的情况下，下入专门仪器—找水仪，不停产确定主要出水层位和流量的找水方法。

找水仪主要由电磁振动泵、注排换向阀、皮球集流器、涡轮流量计、油水比例计等几部分组成。

为了测准油井的液体产量，必须使液流全部从仪器内部通过，因此，必须有一个集流装置。集流器的收拢和胀开是由仪器内部的电磁振动泵和换向阀来控制的。当仪器下到预定位置后，电磁振动泵开始工作，用井内原油将皮球打胀，密封仪器和套管的环形空间，使液流全部由仪器内部通过。流动的液流冲动涡轮流量计的涡轮转动。由地面仪器记录涡轮转动频率，从而得知该层油和水的总液量，如图 8-19 所示。

油水比例计是利用油和水的导电性相差很大的原理来区别油样中含水量多少的。它由电容探头及井下测量电子线路组成。它可以将含水量的变化转换成电容大小的变化，再由电子线路转换成直流电位差的变化，通过电缆传送到地面，由二次仪表记录出直流电位差的数值。根据记录的直流电位差值确定所测层位的持水率。

8.3.2 油井封堵水技术

(1) 封隔器卡封高含水层（机械堵水）

注水开发的多层非均质油藏，由于层间差异大，尽管在注水井上采取了分注或调剖措施，然而总难以避免个别层过早水淹，使油井含水迅速升高。为了降低油井含水，减少层间干扰，提高油井产量，可采用封隔器卡封高含水层，使其停止工作。已用于现场、技术又比较成熟的机械堵水管柱结构有两大类：一是自喷井堵水管柱，由油管、配产器和封隔器组成；二是机械采油井堵水管柱，一般采用丢手管柱结构，所用封隔器与油管接合处具有可退胶卡封层位的作用。

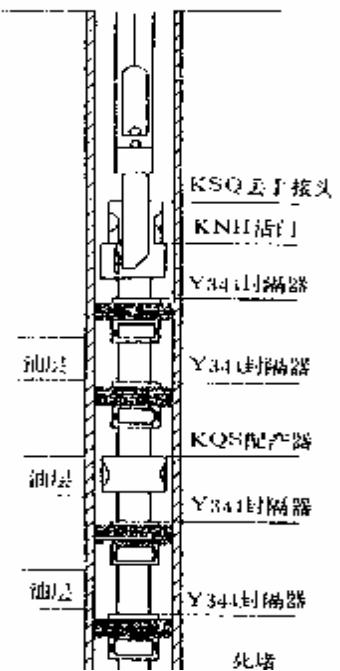
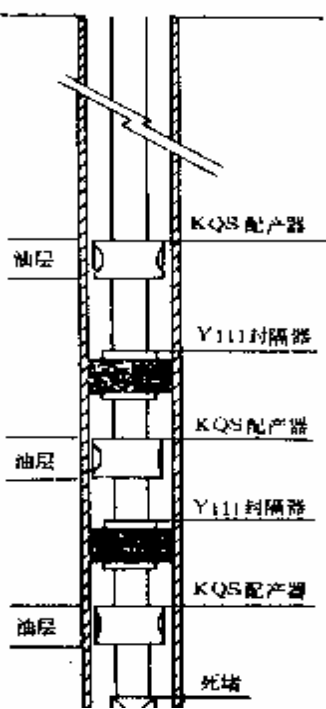


图 8-

(2)油井化学堵水

化学堵水技术是用化学剂控制油气井出水量和封堵出水层的方法。

根据化学剂对油层和水层的堵塞作用，化学堵水可分为非选择性堵水和选择性堵水。

1)非选择性堵水技术

非选择性堵水是指在油井上采用适当的工艺措施分隔油水层，并用堵剂堵塞出水层的化学堵水方法。

①水泥浆封堵

水泥是一种非选择性堵剂，利用它凝固后的不透水性进行封堵。通常用于打水泥塞封下层水；挤入窜槽井段堵窜槽水，或挤入水层堵水。

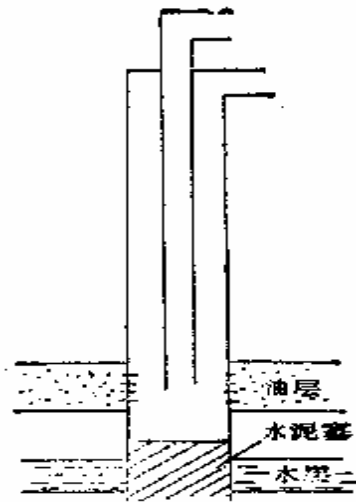


图 8-22 水泥塞封下层水示意图

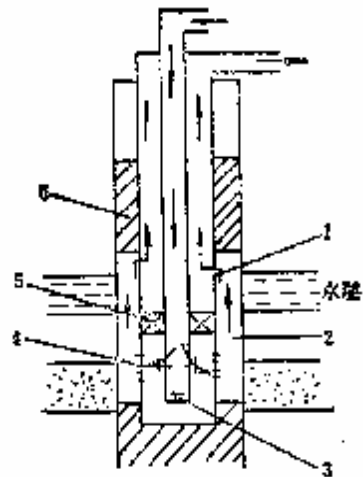


图 8-23 单封隔器封窜示意图

1-补射孔眼；2-窜槽井段；3-循环凡尔；
4-定压凡尔；5-封隔器；6-水泥环

水泥塞封水就是为了封住已射开的下层水。用水泥车将地面配好的水泥浆循环至井内预计位置，在预定井段形成一个水泥塞，以堵住欲封层位，如图 8-22 所示。

用水泥浆挤入窜槽井段封堵外来水时，通常采用局部循环法。图 8-23 所示为油层与上部水层井段窜槽的循环封窜示意图。它先在窜槽段上部补孔，以建立循环通路，封隔器下至油层和补孔段之间。先冲洗窜槽段，而后再将水泥浆循环至窜槽段。稍留一定时间后将封隔器上提到补孔段以上，返洗出多余的水泥浆，再起出 1~2 根油管，候凝 48 小时。

在封堵作业中要求水泥浆具有良好的流动性、悬浮性、触变性及一定的凝固时间和固化后有足够的强度。这些性能与使用水泥浆的密度有关。一般使用的密度是在 $1600\sim 1900\text{kg}/\text{m}^3$ 之间，具体数值需根据施工目的和条件，通过室内试验来确定。为了改善水

泥浆性能，可加入各种添加剂，例如加入干水泥量的 1~1.5% 的亚硫酸酒精废液做缓凝剂，可将初凝时间延长五倍左右；加 1~2% 的氯化钙做速凝剂时，可使凝固时间缩短 $\frac{1}{3} \sim \frac{1}{2}$ 。

采用水泥浆挤入水层时，如果油、水层交错，在工艺上无法确保油水层分隔开的情况下，将会堵塞油层。为此，可用油基水泥浆代替普通水泥浆。

油基水泥浆就是以油做基液，将水泥颗粒分散悬浮于其中。挤入水层后，油被水替置而使水泥固化；如果挤入油层(不含水)，因为不固化，施工后可从油层返出。所以油基水泥也具有一定的选择性，但选择性不高，因为只要少量水与它混合就会大大改变其流动性，从而影响渗透率。

为改善油基水泥浆性能可加入的活性剂有：油酸铵、油酸钠、十二烷基磺酸钠、聚氧乙烯辛基苯酚醚-7 等。

由于水泥颗粒不易挤入地层孔道，因而用挤入水泥的方法堵水时封堵强度不高，成功率低，有效期短。

②树脂封堵

将液体树脂挤入水层，在固化剂的作用下，成为具有一定强度的固态树脂而堵塞孔隙，以达到封堵目的。

酚醛树脂堵水：将氢氧化钠作触媒的市售 219[#] 酚醛树脂(20℃时粘度为 150~200mPa·s)，按一定比例加入固化剂—草酸，混合均匀加热到预定温度，至草酸完全溶解树脂为止。然后挤入水层，便可形成坚固的不透水屏障。树脂与固化剂的比例及加温的温度需通过室内试验来确定。

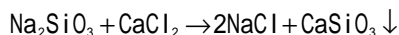
糠醇树脂堵水：糠醇是一种琥珀色液体，沸点为 174.7℃，熔点为 -15℃，密度为 1130 kg/m³，在 20℃时粘度为 5mPa·s。存在酸时，糠醇本身进行缩合反应生成坚固的热固性树脂。

糠醇树脂堵水是先将酸液(80%的磷酸)打入欲封堵的水层，后泵入糠醇溶液，中间加隔离液(柴油)以防止酸与糠醇在井筒内接触。当酸与糠醇在地层与水混合后，便产生剧烈的放热反应，生成坚硬的热固性树脂，堵塞岩石孔隙。

用树脂堵水有易挤入地层、封堵强度大、效果好等优点，但存在成本高、施工麻烦等问题。

③硅酸钙堵水

利用密度为 1500~1610kg/m³ 的水玻璃(Na₂SiO₃)和密度为 1300~1500kg/m³ 的氯化钙溶液，中间以柴油隔离，依次挤入地层，使水玻璃与氯化钙在地层内相遇，则生成白色硅酸钙沉淀，堵塞地层孔隙。其反应如下：



水玻璃与氯化钙的比例约为 1:1，总用量可根据水层厚度、孔隙度及挤入半径来确定。一般挤入半径取 1.5~2m 即可见效。挤入程序为：1/2 氯化钙溶液(浓度 70~80%) → 柴油隔离液(0.4m³左右) → 水玻璃(留 1m³) → 柴油隔离液(0.3m³) → 1/2 氯化钙溶液 → 柴油隔离液 → 1m³ 水玻璃 → 顶替清水。顶替完后需大排量洗井到井口不再返出封堵剂为止，上提油管至油层以上 40m，关井反应 48 小时即可开井。

这种封堵剂来源广、成本低，施工安全简便，封堵效果较好，但在施工中必须采取有效保护油层的措施，否则会堵塞油层。

2) 选择性堵水

选择性堵水是指通过油井向生产层注入适当的化学剂堵塞水层或改变油、水、岩石之间的界面张力，降低油水同层的水相渗透率，而不堵塞油层或对油相渗透率影响的较少的化学堵水方法。

① 部分水解聚丙烯酰胺

由于出水层的含水饱和度较高，因而部分水解聚丙烯酰胺可以较容易的进入出水层。在出水层中，部分水解聚丙烯酰胺中的酰胺基—CONH₂和羧基—COOH可通过氢键吸附在砂岩的羟基表面，而不吸附部分则留在空间堵塞出水层。进入油层的部分水解聚丙烯酰胺，由于砂岩表面为油所覆盖，所以在油层不发生吸附，不堵塞油层。

在油水两相流动的孔道中部分水解聚丙烯酰胺有只堵水不堵油的作用，这是因为部分水解聚丙烯酰胺上的亲水基因(特别是能解离从而使链节带负电而产生静电斥力的一COONa)，使留在空间的不吸附部分向水中伸展，因而对水有较大的流动阻力，起到堵水作用；但当油通过吸附部分水解聚丙烯酰胺的孔道时，由于其不亲油，所以分子不能在油中伸展，因此对油的流动阻力很小。

类似于部分水解聚丙烯酰胺的选择性堵水剂有部分水解聚丙烯脂，其堵水原理与部分水解聚丙烯酰胺基本相同，因它们有基本相同的结构。

为了得到较好的处理效果，在施工中应该注意三个方面的问题：

一是注入速度应根据注入剪切试验确定。注入速度高会造成分子长链结构的破坏，聚丙烯酰胺被降解。特别是对射孔完成的井，由于孔眼面积小，更要控制注入速度，而且处理时压力太高将使聚丙烯酰胺溶液转移到低渗透带和可能侵入含油带，因此要控制注入速度和井口压力的上升。

二是保证有足够的注入量，以使聚丙烯酰胺进入地层的一定深度处，延长处理有效时间；

三是开始先注入较低浓度的聚丙烯酰胺溶液，然后逐步提高浓度直到受注入能力限制或井口压力达到规定压力为止。这样使得开始浓度低，粘度小易于注入，而在近井地带附近浓度高，使聚丙烯酰胺返出量减少。

② 泡沫

由于泡沫是气体分散在水中所形成的分散体系，它的分散介质是水，所以它也是优先进入出水层。在出水层中，泡沫是通过气阻效应(即贾敏效应)的叠加产生堵塞。

泡沫也会进入油层，但泡沫在油层中是不稳定的。由于油—水界面张力远小于水—气界面张力，所以当油—水界面、水—气界面共存时，按界面能趋于减小的规律，活性剂将大量由水—气界面转到油—水界面，引起泡沫的破坏，所以进入油层的泡沫，将不堵塞油层。

泡沫的堵水效果取决于泡沫的稳定性。为了提高泡沫的稳定性，除了选择起泡剂外，还可加入稳定性。例如钠羧甲基纤维素、聚乙烯醇、聚丙烯酰胺、部分水解聚丙烯酰胺等水溶性高分子都可作为稳定剂。这些高分子主要通过增加水的粘度，增加气泡合并的阻力来提高泡沫的稳定性。

③松香酸钠(即松香酸钠皂或松香钠皂)

松香酸钠是由松香(含 80~90%松香酸)与碳酸钠(或烧碱)反应生成,由于松香酸钠可与钙、镁离子反应,生成不溶于水的松香酸钙、松香酸镁沉淀,所以松香酸钠适用于水中钙、镁离子含量较大(例如大于 1000mg/l)的油井堵水。而出油层不含钙、镁离子,所以不发生堵塞。

除松香酸钠外,还可用环烷酸钠、脂肪酸钠(如硬脂酸钠、油酸钠)选择性地封堵钙、镁离子含量高的出水层。

④松香二聚物的醇溶液

松香可在硫酸作用下进行聚合,生成松香二聚物。由于松香二聚物易溶于低分子醇(如甲醇、乙醇、正丙醇、异丙醇等)而难溶于水,所以当松香二聚物的醇溶液与水相遇,水即溶于醇中,减少了它对松香二聚物的溶解度,使松香二聚物饱和析出。由于松香二聚物软化点较高(至少 100℃),所以松香二聚物析出以后是以固体状态存在,对于水层有较高的封堵能力。

松香二聚物的醇溶液中,松香二聚物的含量在 40~60%(重量)范围,含量太大,则粘度太高;含量太小,则堵水效果不好。每米地层厚度用量为 1m³左右。

⑤烃基卤代甲硅烷

烃基卤代甲硅烷可用通式 R_nSiX_{4-n}表示,式中 R 表示烃基, X 表示卤素(F、Cl、Br、I), n 为 1~3 整数。如二甲基二氯甲硅烷。烃基卤代甲硅烷有两个重要性质决定其有堵水的选择性。

一是它可与砂岩表面的羟基反应,从而使砂岩表面憎水化。由于出水层的砂岩表面由亲水反转为亲油,增加了水的流动阻力,因而减少了油井出水。

二是它可与水反应,生成相应的硅醇,而硅醇中的多元醇易缩聚,生成聚硅醇,封堵出水层。

由于烃基卤代甲硅烷是油溶性的,所以它们可配成油溶液使用。

⑥聚氨基甲酸酯

它是多羟基化合物与多异氰酸酯聚合而成。在聚合时,只要保持异氰酸基(-NCO)的数量超过羟基(-OH)的数量,就可得到作为选择性堵水剂用的聚氨基甲酸酯。它具有选择性作用是因为过剩的异氰酸基遇水即发生一系列反应,生成氨基并放出二氧化碳。所产生的氨基可继续与异氰酸基作用,生成脲键,脲键上还有活泼氢,它们还可以与其它未反应的异氰酸基反应,从而使原来可流动的线型的聚氨基甲酸酯,最后变成不流动的体型聚氨基甲酸酯,将出水层堵住,而在油层,由于没有上述反应,所以不堵塞油层。

⑦活性稠油

该方法是将加入表面活性剂的稠油挤入出水层,一方面可提高井底附近地带的含油饱和度,使油相渗透率提高,水相渗透率降低;另一方面稠油中的活性剂使活性油遇水后形成性能比较稳定的油包水型乳状液,以增大对水流的阻力。因活性油与地层原油为同相,不会形成阻止油流的障碍物。

(3)底水封堵技术

为了防止和减少底水锥进,广泛采用的方法是在靠近油水界面的上部以一定的工艺措施注入封堵剂,在井底附近形成“人工隔板”,即采用人工隔板法堵水。所用的封堵

剂有树脂、硅酸钙、硅酸溶胶、稠油、油基水泥等。

建立隔板的方法如图 8-24 所示。首先在需要建立隔板的位置(油水界面以上 1~1.5m)处加密射孔(补孔), 向井内下入封隔器, 将油管与套管环形空间分开。从油管注入封堵剂, 通过补孔的地方进入油层下部, 在井底附近建立人工隔板, 同时要从油套管环形空间注入平衡油, 使封堵剂不致上升到油层上部形成堵塞。

由于距井底越近, 锥进越厉害, 可用强度较大的封堵剂(如用树脂); 距井越远, 锥进越少, 可用便于向油层深处挤入的弱强度封堵剂(如用稠油); 中间可用硅酸溶胶等封堵剂。这就是所谓建立混合隔板堵水技术, 如图 8-25 所示。

当用油基水泥作人工隔板时, 需要采用选择性压裂的方法在欲建立隔板的位置形成裂缝, 将水泥浆挤入裂缝, 在井底形成比较大的人工隔板。该方法只适用于压裂形成水平裂缝的底水油藏。

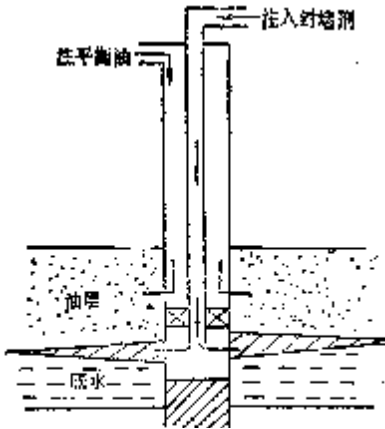


图 8-24 建立隔板示意图

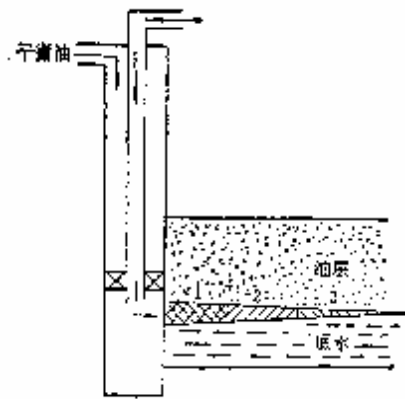


图 8-25 建立混合隔板示意图

1-树脂; 2-硅酸溶液; 3-稠油

油井出水原因不同, 采取的封堵方法也就不同。一般对于外来水, 或者水淹后不再准备生产的水淹油层, 在搞清出水层位并有可能与油层封隔开时, 采用非选择性堵剂(如水泥、树脂等)堵死出水层位; 不具备与油层封隔开的条件时, 采用具有一定选择性的堵剂(如油基水泥等)进行封堵。对于同层水(边水和注入水)普遍采用选择性堵水剂进行堵水; 为了控制个别水淹层的含水, 消除合采时的层间干扰, 大多采用封隔器来暂时封住高含水层。对于底水, 在有条件的情况下则采用在井底附近油水界面处建立隔板, 以阻止底水锥进。

8.4 稠油及高凝油开采技术

在我国, 稠油和高凝油分布广、储量大。稠油流动性差, 一方面原油粘度高, 油层渗流阻力过大, 使得原油不能从油层流入井筒; 另一方面即使原油能够流到井底, 在从井底向井口的流动过程中, 由于降压脱气和散热降温而使原油粘度进一步增加; 在高凝

油的开发过程中，当原油温度低于凝固点以下时其流动性很差，油井无法正常生产。

8.4.1 稠油及高凝油开采特征

(1) 稠油的基本特点

稠油是指粘度大的原油，重油是指密度大的原油，其粘度也大，因此稠油也就是指重油。1981年2月联合国训练署通过了关于重油和沥青砂的标准：

1) 重油是指在原始油藏温度下，脱气油粘度为 $100 \sim 10000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 或在 15.6°C (60°F) 及 101.3 kPa 条件下密度为 $934 \sim 1000 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。

2) 沥青砂是指在原始油藏温度下，脱气油粘度大于 $10000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$ 或在 15.6°C (60°F) 及 101.3 kPa 条件下密度大于 $1000 \text{ kg}/\text{m}^3$ 。

表 8-3 列出了适合我国实际情况的稠油分类标准。

表 8-3 中国稠油分类标准

稠油分类		粘度 $\text{mPa}\cdot\text{s}$	相对密度 (20°C)
普通稠油	I	$50^* \sim 100^*$	>0.9000 ($<25^\circ\text{API}$)
	II	$100^* \sim 10000$	>0.9200 ($<22^\circ\text{API}$)
特稠油		$10000 \sim 50000$	>0.9500 ($<17^\circ\text{API}$)
超稠油(天然沥青)		>50000	>0.9800 ($<13^\circ\text{API}$)

注：带*指油藏条件下粘度，其它指油藏温度下脱气油的粘度。

稠油与常规轻质原油相比主要有以下特点：

1) 粘度高、密度大、流动性差：它不仅增加了开采难度和成本，而且油田的最终采收率也非常低。稠油开采的关键是提高其在油层、井筒和集输管线中的流动能力。

2) 稠油的粘度对温度敏感：随着稠油温度的降低，其粘度显著增加，图 8-26 为某油井原油粘温关系曲线，从图中可以看出，温度每降低 10°C ，原油粘度约增加一倍。目前国内外稠油采用热力开采方法正是基于稠油的这一特点。

3) 稠油中轻质组分含量低，而胶质、沥青质含量高：稠油化学成分见表 8-4。

(2) 高凝油的基本特点

高凝油是指蜡含量高、凝固点高的原油。凝固点是指在一定条件下原油失去流动性时的最高温度。在开发过程中主要由于当原油温度低于凝固点时，原油中的某些重质组分(如石蜡)凝固、析出，并沉积到油层岩石颗粒、抽油设备或管线上，造成油层渗流阻力巨增，或抽油设备正常工作困难。到目前为止，高凝油尚无统一的划分标准，我国某些油田有自己的地区性划分方法，例如有的油田将

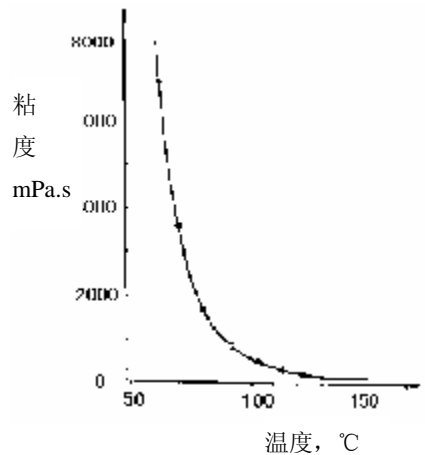


图 8-26 某油井原油粘温曲线

凝固点大于 40℃，含蜡量超过 35% 的原油定为高凝油。

高凝油在较高的温度时就失去了流动性，这是因为含蜡量高所致，而且这种蜡主要是碳原子数在 16 以上、结构复杂的高饱和烃的混合物。高凝油胶质、沥青质含量较低。

虽然高凝油和稠油在一定条件下都有流动性差的特点，但原因是不同的。高凝油在原油温度高于凝固点时，油中的蜡处于溶解状态，流体属单相体系，流动性与普通原油无甚差别，只是重质烃组分含量高而粘度稍大一些。当原油温度下降到凝固点后，蜡晶析出且相互连接形成空间网络结构，液态烃则被分隔成为分散相，使原油失去流动性，即发生所谓的凝固。高凝油的开采工艺就是针对其这一特点而提出的。

表 8-4 稠油化学成分表

国家	油田	相对密度	杂原子含量 %			胶质沥青含量 %		凝固点 ℃
			S	O	N	胶质	沥青	
中国	辽河高升	0.94~0.96	0.55		0.72	45.5	3.3	12
	新疆风城	0.9656	0.31		0.51	56.7	5.7	2~15
加拿大	Athabasca	1.015	4.6	1.0	0.5	23.4	18.0	10
	Cold Lake	0.994	4.5	1.5	0.4	28.3	15.0	
	Peace River	1.026	5.9	1.6	0.5	30.5	19.5	
委内瑞拉	Jobo	1.020	3.0		0.6	25.4	8.6	
	Laguna	0.989	3.7		0.5		7.3	9
美国	Tar Sand Triangle	0.992	4.4	1.1	0.46		26.0	
马达加斯加	Remolanga	0.990	0.5	1.2	0.7	33.0	16.0	

我国大多数高凝油藏埋藏较深，在油藏温度和压力条件下具有较好的流动性，使原油可以从油层流入井筒。原油在沿井筒向上流动的过程中，由于压力和温度的降低，当油流温度低于所含蜡的初始结晶温度以后，大量析出蜡晶，并聚集，使原油逐渐失去流动性，最终堵塞管线，导致自喷井停喷或抽油井无法正常生产。因此，高凝油开采的关键在于提高井筒中流体的温度。

8.4.2 热处理油层采油技术

热处理油层采油技术是通过向油层提供热能，提高油层岩石和流体的温度，从而增大油藏驱油动力，降低油层流体的粘度，防止油层中的结蜡现象，减小油层渗流阻力，达到更好地开采稠油及高凝油油藏的目的。目前常用的热处理油层采油技术主要有注热流体(如蒸汽和热水)和火烧油层两类方法。

注蒸汽处理油层采油方法提高油井产量和油层采收率的主要原因是通过蒸汽将热能提供给油层岩石和流体，一方面使油层原油的粘度大大降低，从而增加原油的流量；另一方面原油受热后发生体积膨胀，可减少最终的残余油饱和度。

注蒸汽处理油层采油方法根据其采油工艺特点主要包括蒸汽吞吐和蒸汽驱两种方

式。

火烧油层则是在油层中燃烧部分原油产生热量。通过适当的井网将空气或氧气自井中注入油层，并用点火器将油层中部分原油点燃，然后向油层不断注入空气或氧气，以维持油层燃烧，燃烧前缘的高温不断加热油藏岩石和流体，且使原油蒸馏、裂解，并被驱向生产井的采油方式。

(1) 蒸汽吞吐采油技术

蒸汽吞吐是向采油井注入一定量的蒸汽，关井浸泡一段时间后开井生产，当采油量下降到不经济时，再重复上述作业的采油方式。由于其见效快，容易控制，工作灵活，所以该技术的研究和应用在国内外油田均得到了较快的发展。

蒸汽吞吐是在同一口井中注蒸汽和采油，所以又叫做单井吞吐采油，在单井吞吐采油的每一个吞吐周期中可分为注汽、焖井和生产三个阶段。

1) 注汽阶段

由锅炉产生的高温高压蒸汽，经地面管线由井口沿井筒注入油层。在这一阶段主要控制注汽量、注汽速度、注汽压力和注蒸汽干度四个参数。

注汽量是指注入油层蒸汽的质量，注汽速度是指单位时间内注入油层的蒸汽量，它的高低直接影响着热能的利用率。注汽速度高有利于减少井筒的热损失和漏失到非目标层的热能，在注入相同量的蒸汽时，高速度注汽对油层加热范围较大，但是注汽速度高则需较高的注入压力，当注入压力超过某一极限值(油层的破裂压力)时，可能会压裂油层，对油层有破坏作用，还会引起汽窜和油井出砂等问题，所以要综合考虑各种情况辩证地确定注汽速度。

蒸汽干度是衡量蒸汽含热量的指标，蒸汽干度越高，单位蒸汽量的含热量就越多。

2) 焖井阶段

焖井是指注蒸汽后停注关井，使蒸汽与油层岩石和流体进行热交换的过程。为了提高蒸汽热能的效率，必须进行焖井。焖井时间的长短也是影响蒸汽吞吐效果的一个重要因素。若焖井时间过长，则热能传递到非目的层或向油层纵深传热过多，井底附近油层温度下降太大，原油的粘度又会升高；焖井时间过短，则热量没有得到充分的交换，使得蒸汽热能作用半径小，两者均会影响吞吐周期的产量。

合理的焖井时间由现场实际来确定，一般在 1~4 天。对于注汽量不大，蒸汽扩散快，注入压力相对低的油井，焖井时间可适当缩短；对于注汽量大，注入压力高的低渗透油层，焖井时间也可适当地延长。

3) 生产阶段

焖井结束后，开井进行生产，生产方式多种多样，采用何种方式主要以最大限度地利用热能和提高吞吐周期的产油量为目标。

蒸汽吞吐油井在一个吞吐周期的采油过程中不再向油层提供热能，所以一般在开井初期产量较高，随着生产时间的持续，油层温度逐渐降低，原油粘度回升，油井产量也随之下降。另一方面，对同一口油井，不同的吞吐周期内产量也不一样。一般在前两个周期产量较高，这是因为此时油藏中含油饱和度和油层压力高的缘故，随着吞吐周期次数的增加，产量逐渐递减，且每一周期的有效生产时间也相应缩短。

油井注汽焖井后，由于大量蒸汽集中于近井地带，随着热量的传递，蒸汽温度下降

冷凝成热水，所以油井含水变化很大，如图 8-27 所示。从图中可以看出，在同一周期内，随着生产时间的持续，含水率呈下降趋势，对不同的吞吐周期，在相同的生产时间，其含水率逐渐升高。这是因为周期注汽量随周期次数的增多而增大，油层含水饱和度逐渐上升，而含油饱和度则逐渐下降。

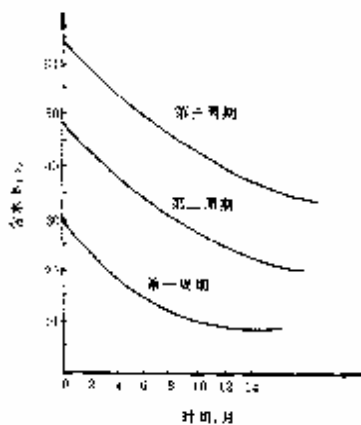


图 8-27 不同周期含水变化曲线

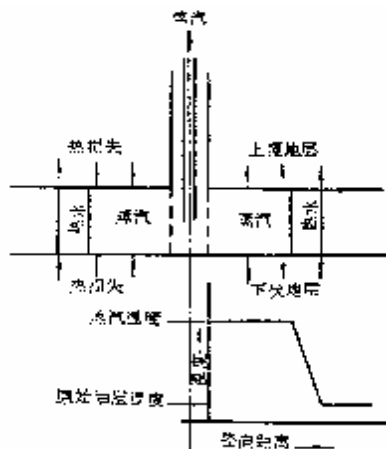


图 8-28 蒸汽驱示意图

衡量蒸汽吞吐开采效果的另一个重要指标是油汽比。油汽比是指生产出的原油量与注入蒸汽量之比，其值越大说明开采效果越好。我国实践表明油汽比大于 0.15t/t 才具有经济开采价值。

虽然单井蒸汽吞吐工艺简单，见效快，但波及面积小，采收率并不高，一般不超过 15%。因此，它通常作为蒸汽驱的先导。

(2) 蒸汽驱采油技术

蒸汽驱是按一定的注采井网，从注汽井注入蒸汽将原油驱替到生产井的热力开采方法。与蒸汽吞吐相比，蒸汽驱需要经过一段较长的时间才能见到效果，费用回收期较长。

蒸汽驱采油原理是蒸汽注入到油层后，在注入井周围形成饱和蒸汽带，蒸汽带前缘由于蒸汽与油藏岩石和流体的热交换而冷却，形成蒸汽的凝析水带(热水带)，如图 8-28 所示，因此蒸汽驱的采收率是热水驱、汽驱、蒸馏及抽提等各种作用的综合结果。

在蒸汽驱生产过程中，从注蒸汽到蒸汽突破油井，最后淹没油井，一般经历三个阶段。

1) 注汽初始阶段

油层注入蒸汽后，大量的蒸汽热能被注入井井底附近的油层吸收，逐步提高油层的温度，油层压力稳定地回升。由于热能还没有传递到生产井附近，生产井周围的油流阻力仍然很大，油井产油量低。

2) 注汽见效阶段

随着累积注入汽量的增加，油层能量和热量得到了很好的补充，大量蒸汽热能已传递到生产井周围，使原油的流动能力得以提高，原油产量上升，注汽见效，生产井进入

高产阶段。在此阶段，如果是均质油层，则应增大生产压差以提高产油量和蒸汽驱效益；对于非均质严重的油藏，当产油量突然很快上升时，意味着蒸汽将突破油井，应予以高度重视，以防蒸汽过早进入油井造成汽窜。

3) 蒸汽突破阶段(汽窜阶段)

随着开采时间的延长，油层中的原油逐步被驱替出来，蒸汽和热水在油层中向生产井推进，到一定时间，蒸汽驱前缘突破油井，蒸汽和热水进入油井随同原油一起被采出来。在此阶段，由于蒸汽突破油井后，油气流动阻力迅速下降，蒸汽注入压力急剧下降，且蒸汽的流动能力远超过原油的流动能力，使得产油量下降，油气比降低，含水迅速升高。

在蒸汽驱的三个阶段中，初始阶段时间较短，而后两个阶段的时间相对较长。为了尽量多地采出油层孔隙中的原油，提高原油采收率，应采取一切有效的措施，延长注汽见效阶段的生产时间。到最后的汽窜阶段，则应采取关闭严重产汽井，或关闭采油井一段时间，使得蒸汽能够加热油层中下部的原油，减少蒸汽超覆现象带来的不利影响，然后再开井生产，从而提高驱油效率。

造成蒸汽驱开采稠油效果差的主要原因有两方面：一方面在蒸汽驱过程中发生早期汽窜；另一方面由于蒸汽驱存在超覆现象，使得驱油效率较低。因此在生产过程中要采取封堵汽窜和降低超覆影响程度等方面的措施来提高蒸汽驱效果。

(3) 火烧油层采油技术

注蒸汽热力采油技术由外部热源向油层提供热量，而火烧油层则是在油层中燃烧部分原油而产生热量。

火烧油层采油技术与其它驱替型开采方式相同，需要有注入井和生产井，并按一定比例和排列方式组成井网。其过程是先在注入井中注入空气或氧气等助燃气体，使油层对其有足够的相对渗透率，以便能够向油层提供燃烧所需的氧气和能够排出燃烧过程中产生的废气；然后在井下点燃，继续注气过程中使之在油层中形成一个狭窄的高温燃烧带，由注入井向生产井推进。由于高温，使近井地带原油被蒸馏、裂化，轻质油蒸汽向前流动与相对温度较低的油层岩石和流体进行热交换而凝析下来；蒸馏和裂化后残留的重质烃变成焦炭作为燃料而被燃烧并不断产生采油所需要的热能，燃烧的热废气向前流动时也有加热油层岩石和流体的作用，并驱替原油；燃烧废气中的水分和被蒸发的油层水蒸汽在向前推进中冷凝而形成热水带，产生蒸汽和热水驱油的作用。在热前缘推进过程中，废气、水蒸汽、气相烃类和凝析油之间会发生局部混相，从而产生混相驱油作用。只要有足够的残碳量和足够的温度及氧气量，便可维持燃烧，并使燃烧前缘不断向生产井方向推进。

火燃油层的燃烧前缘在推进过程中将形成如图 8-29 所示的几个明显的区带。

- 1) 已燃烧区带：燃烧前缘通过后热油层可以预热注入的空气或氧气。
- 2) 燃烧前缘：正在燃烧的狭窄地带，燃烧温度主要取决于注入助燃气量和残碳量。
- 3) 焦化带：原油焦化裂化后残碳的沉积地带，为燃烧前缘推进提供燃料。
- 4) 蒸汽带：含有油层水及燃烧产生的水蒸汽和原油蒸馏和裂化出的气相轻质馏份。
- 5) 热水带和轻质油带：蒸汽进入温度相对较低的地带时，形成水蒸汽及轻质烃凝析物聚集区。蒸汽凝析时放出大量的潜热加热油层岩石和流体，使原油粘度降低，凝析油

与原油混合将给原油提供热能和稀释原油，从而增加了原油的流动性。

6) 富油带：被驱替到前缘的油带，由于热的作用和轻质油的稀释，以及部分燃烧废气的溶解，其粘度已大大降低。

7) 原始含油带：热力作用尚未影响到的地区，保持着油层点燃前的状况。

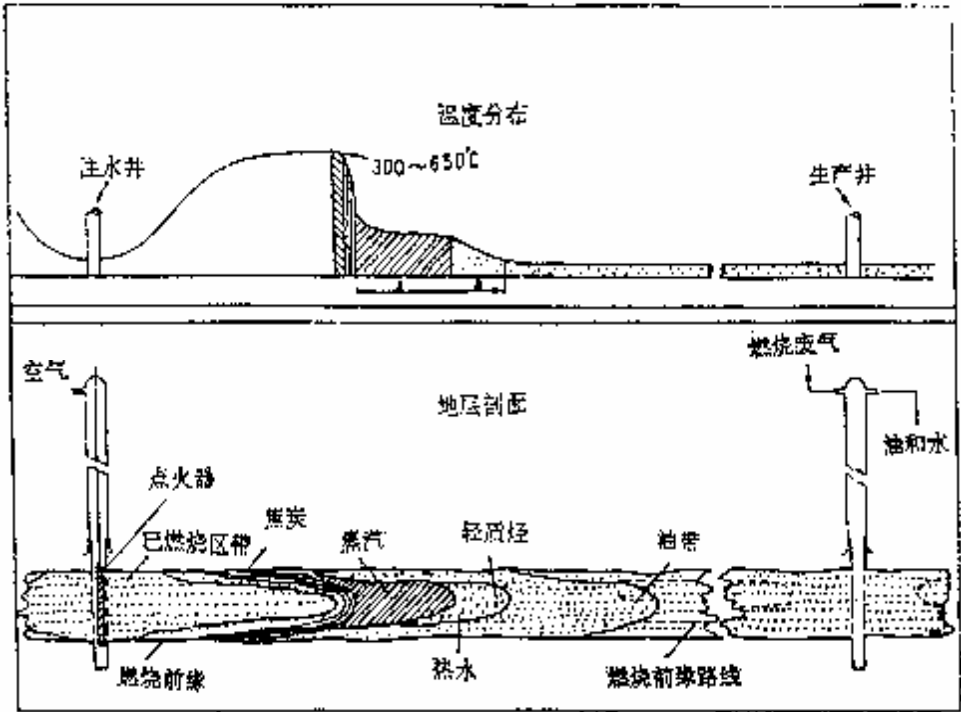


图 8-29 火烧油层燃烧过程示意图

火烧油层是具有热驱、凝析蒸汽驱、混相驱和气体驱动等多种机理联合作用的一种复杂的驱油过程。在燃烧过的油层中除了部分重质油焦化作为燃料被消耗掉外，理论上讲驱油效率几乎达到 100%。但是，由于油层非均质性和注入气与油层油之间的宏观流度比仍然很大，气和油的重力分离现象严重，因而难以使燃烧前缘能够波及到油层的各个部分，所以波及系数较低，从而限制了总的采收率。矿场实践表明，火烧油层的采收率可达 50%~80%，甚至更多，且采油速度快，可加速稠油油藏的开发。

上述火烧油层的方法通常称为正燃法，即燃烧前缘从注入井向生产井方向推进，前缘推进方向与注入空气的流动方向一致。正燃法必须要求未受热力影响的原始含油带的原油在油层条件下能够流动。因此，对采用该方法的原油粘度有一个上限值，从而限制了在特稠油层中的应用。

为了开采出特稠原油，火烧油层发展了一种逆燃法，即燃烧前缘推进方向与流体流动方向相反，燃烧前缘从生产井推向注入井。在燃烧过程中，已蒸发的油、水和燃烧废气驱替原油通过已经燃烧过而被加热的油层流向生产井，原油粘度可降低到原值的 1/1000 以下，从而能够采出其它方法无法开采的特稠原油。其工艺过程为：在准备成

为生产井的井中注入空气和点燃油层，燃烧很短距离后，停止注入空气，而转向相应的注入井注空气，而最初的点火井变为生产井。逆燃法的采收率可达 50%，但需要的空气量是正燃法的两倍甚至更多。

为了有效地利用热能，火烧油层方法中提出了湿式燃烧法，它是正燃法的改型。在正向燃烧过程中，同时或交替地注入空气和水，水在通过已燃带时，部分或全部汽化，并通过燃烧前缘，把热能带到燃烧前缘前面的油层区域，扩大了热能影响范围。湿式燃烧法的燃料用量和空气用量较少。

适于采用火烧油层采油技术的油层条件一般为：

- ①比较均质的单一砂岩油层；
- ②原油密度 $\geq 825\text{kg/m}^3$ ；
- ③油层深度 $\leq 1000\text{m}$ ；
- ④油层厚度 $\geq 3\text{m}$ ；
- ⑤油层孔隙度 $\geq 20\%$ ；
- ⑥渗透率 $\geq 0.1\mu\text{m}^2$ ；
- ⑦含油饱和度与孔隙度的乘积 ≥ 0.1 。

点火是实施火烧油层采油技术的关键。点火方法分为自燃点火和人工点火。

自燃点火是依靠原油与空气中的氧接触时的氧化作用。当氧化反应放出的热能足以克服热量损失而达到原油发火温度(一般为 $150\sim 310^\circ\text{C}$)便发生自燃，而无需附加热量。能否经济地实现自燃点火，与原油的性质有关，除个别地区外，自燃点火需很长时间和过多的空气消耗而不经济。因此，大多数火烧油层方案采用人工点火。

人工点火是向油层提供附加热量，使在井底附近达到原油的发火温度而点燃油层。人工点火又可分为①注预热空气，用井下电热器或井下燃烧器在井下将空气加热后注入油层；②注热流体(多用蒸汽)预热油层，该方法适于浅油层，而且是在能够自燃的情况下用来缩短点火时间；③化学点火，采用化学药剂提高氧化反应能力。

有很多因素影响火烧油层采油技术的效率和经济效果，工艺上难点在于点火和维持油层中的稳定燃烧。在火烧油层现场施工中，遇到的问题包括注入能力和生产能力低、井筒腐蚀、出砂引起严重的磨蚀、乳化和爆炸的危险等。虽然火烧油层采油技术在技术上是可行的，但现场实施后的经济效益很差，特别是近年来注蒸汽采油技术的发展，火烧油层采油技术的现场试验在国内外已逐渐下降。

8.4.3 井筒降粘技术

井筒降粘技术是指通过热力、化学、稀释等措施使得井筒中的流体保持低粘度，从而达到改善井筒流体的流动条件，缓解抽油设备的不适应性，提高稠油及高凝油的开发效果等目的的采油工艺技术。该技术主要应用于原油粘度不很高或油层温度较高，所开采的原油能够流入井底，只需保持井筒流体有较低的粘度和良好的流动性，采用常规开采方式就能进行开采的油藏。

目前常用的井筒降粘技术主要包括化学降粘技术和热力降粘技术。

(1)井筒化学降粘技术

井筒化学降粘技术是指通过向井筒流体中掺入化学药剂,从而使流体粘度降低的开采稠油及高凝油的技术。其作用机理是:在井筒流体中加入一定量的水溶性表面活性剂溶液,使原油以微小油珠分散在活性水中形成水包油乳状液或水包油型粗分散体系,同时活性剂溶液在油管壁和抽油杆柱表面形成一层活性水膜,起到乳化降粘和润湿降阻的作用。

1) 乳化剂的选择

乳化剂在化学降粘中起着重要的作用,如乳状液的形成类型及稳定性等都与乳化剂本身的性质有直接关系,选用乳化剂一般按其亲油亲水平衡值(HLB)来确定,通常形成水包油型乳状液的 HLB 值为 8~18。在实际应用中,为了满足开采要求,乳化剂选择标准有三条:

- ① 乳剂比较容易与原油形成水包油型乳状液,具有好的流动性和一定的稳定性;
- ② 乳化剂用量少,经济合理;
- ③ 油水采出后重力分离快,易于破乳脱水。

2) 化学降粘工艺技术

乳化降粘开采工艺是在地面油气集输中建设降粘流程,根据加药剂地点不同,可分为单井乳化降粘、计量站多井乳化降粘及大面积集中管理乳化降粘三种地面流程。根据化学剂与原油混合点的不同,又可分为地面乳化降粘和井筒中乳化降粘技术。

单井乳化降粘是在油井井口加药,然后把活性水掺入油套环形空间;计量站多井乳化降粘是为了便于集中管理,在计量站总管线完成加药、加压加热及计量,然后再分配到各井,达到降粘的目的;而大面积集中管理乳化降粘则在接转站进行加药,这种方式设备简单、易于集中管理。

地面乳化降粘是适用于油井能够正常生产,地面集输管线中流动困难的油井。原油从油井产出后,经井口油水混合器与活性剂溶液混合成乳状液,由输油管线输送到集油站。

井筒中乳化降粘工艺是油管柱上装有封隔器和单流阀,活性剂溶液由油套环空通过单流阀进入油管与原油乳化,达到降粘的目的。根据单流阀与抽油泵的相对位置又可分为泵上乳化降粘和泵下乳化降粘,其管柱如图 8-30 所示。

化学降粘工艺一定要根据油井的实际情况进行选择,其设计中的主要参数包括活性剂溶液的浓度、温度、水液比和掺药剂点位置。

活性剂水溶液的浓度要适当,浓度过低不能形成水包油型乳状液,浓度过高时乳状液粘度进一步下降幅度不大,采油成本提高,经济上不合算,而且有些化学药剂(如烧碱、水玻璃等),在高浓度时易形成油包水型乳状液,反而会造成原油粘度的升高。温度对已形成的乳状液粘度影响不大,但它影响乳化效果。实验证明,随着温度的提高,乳化效果变好。水液比是指活性水与产出液总量的比值,它直接影响乳状液的类型、粘度和油井产油量。水液比应根据油井实际情况而定,某油田现场试验结果表明:在井口活性剂溶液保持 60℃,活性剂浓度为 0.02~0.03 时,不同的原油粘度与水液比关系见表 8-5。

掺药剂点位置的确定主要取决于井筒流体的流动阻力以及油井生产系统的效率和效益状况,从而保证井筒流体的流动条件得到较好的改善和油井生产的高效率,且满足

设备能力的要求。

目前采用的掺轻烃降粘技术在工艺上与化学降粘技术相似。

(2)井筒热力降粘技术

井筒热力降粘技术是利用高凝油、稠油的流动性对温度敏感这一特点，通过提高井筒流体的温度，使井筒流体粘度降低的工艺技术。目前常用的井筒热力降粘技术根据其加热介质可分为两大类：即热流体循环加热降粘技术和电加热降粘技术。

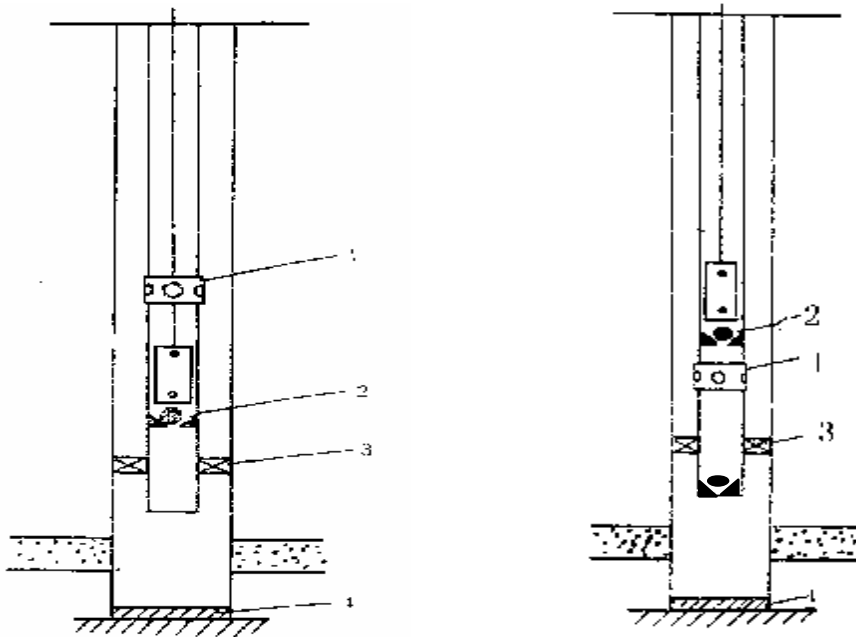


图 8-30 井筒中乳化降粘管柱结构示意图

a—泵上乳化降粘；b—泵下乳化降粘

1—掺液器；2—深井泵；3—封隔器；4—人工井底

表 8-5 某油田原油粘度与水液比的关系

原油粘度, mPa·s	1000~2000	2000~3000	>3000
水液比	25~30%	30%	>35%

1)热流体循环加热降粘技术

热流体循环加热降粘技术应用地面泵组，将高于井筒生产流体温度的油或水等热流体，以一定的流量通过井下特殊管柱注入井筒中建立循环通道以伴热井筒生产流体，从而达到提高井筒生产流体的温度、降低粘度、改善其流动性目的的工艺技术。根据其井下管(杆)柱结构的不同主要分为以下四种形式：

①开式热流体循环工艺：其井下管柱结构如图 8-31 所示。开式热流体循环根据循

环流体的通道不同又可分为正循环和反循环两种。开式热流体反循环工艺是油井产出的流体或地面其它来源的流体经过加热后，以一定的流量通过油套环形空间注入井筒中，加热井筒生产流体及油管、套管和地层，然后在泵下或泵上的某一深度上进入油管并与生产流体混合后一起采到地面。开式热流体正循环工艺则是指热流体由油管注入井筒中，在井筒中的某一深度处进入油套环形空间与生产流体混合。这种工艺技术适用于自喷井和抽油井等不同采油方式生产的高凝油及稠油油井。

②闭式热流体循环工艺：闭式热流体循环工艺循环的热流体与从油层采出的流体不相混合，而且循环流体也不会对油层产生干扰。图 8-32 中列出了三种闭式热流体循环的基本井下管柱结构：**a** 为加热管同心安装，从油套环形空间采油，该管柱的最大优点是不需要封隔器，井下作业方便，相当于井筒中悬挂了一个加热器，在循环方式上热流体可从中间油管进入，两油管环形空间返出，也可相反循环。由于其从套管采油，因而不能用于抽油井；**b** 为加热管同心安装，油管上安装有封隔器，热流体从两油管环形空间进入井筒，由油套环形空间返回地面，油层采出流体由中心油管举升到地面，此结构不如 **a** 加热效果好，但它适用于自喷井和抽油井；**c** 为加热管与生产油管平行安装，在油管下部装有封隔器，热流体由加热管注入井筒，由油套环形空间返回地面，油层采出流体经油管举升到地面，这种结构需有较大的套管空间，且井下作业困难。

③空心抽油杆开式热流体循环工艺：井下管柱结构如图 8-33(a) 所示。它是将空心抽油杆与地面掺热流体管线连接，热流体从空心抽油杆注入，经杆底部凡尔流到油管内与油层采出流体混合后一同被举升到地面。

④空心抽油杆闭式热流体循环工艺：井下管柱结构如图 8-33(b) 所示。油层流体进入油管后，经特定的换向设备进入空心抽油杆流向地面，而热流体由杆与油管的环形空间进入井筒，然后由油套环形空间返回地面。

除此之外，热流体循环加热降粘技术的管柱结构变型很多，其基本的原理是相似的，在实际应用中应根据具体情况确定，目标是使得所开采的原油具有低的开采成本。

热流体循环加热降粘技术的关键在于确定循环流体的量、循环深度、井口循环流体的温度和注入压力四个参数，这四个参数主要受油层采出流体的物性，如凝固点、粘度、含蜡量等的制约和流体在循环通道中流动时与管壁、井筒及地层岩石换热的影响。循环深度的确定主要取决于油层采出流体沿井筒的温度和粘度分布，循环深度确定后要求使得井筒中的流体具有足够低的粘度和较好的流动性，满足油井正常生产的要求。热流体循环量和井口温度的合理确定，必须建立在原油的物性和流体与各部分换热过程研究的基础上，这两个参数是影响加热效果的主要因素，同时热流体循环量往往会受到井口注入压力的限制，在一定循环量的条件下，井口注入压力必须能保证循环的顺利进行，相反在地面限定井口注入压力的情况下，循环量将受到制约。因此要保证达到加热效果，应根据油井的条件在优化井筒管柱结构的基础上，合理选择热流体循环的四个关键参数。

2) 电加热降粘技术

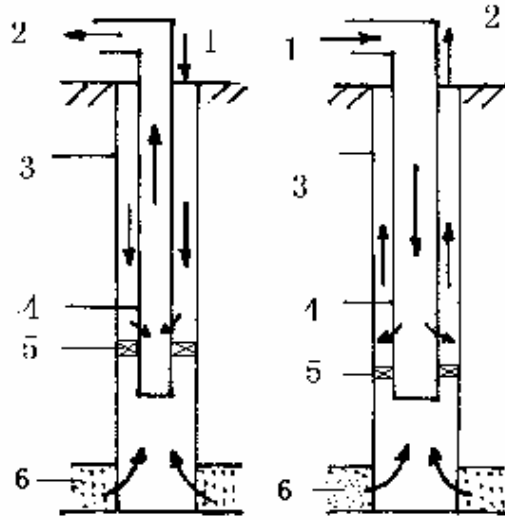
电加热降粘技术是利用电热杆或伴热电缆，将电能转化为热能，提高井筒生产流体温度，以降低其粘度和改善其流动性。目前常用方法有电热杆采油工艺和伴热电缆采油工艺两种技术：

①电热杆采油工艺：井筒杆柱和管柱结构如图 8-34(a)所示。其工作原理是交流电从悬接器输送到电热杆的终端，使得空心抽油杆内的电缆发热或利用电缆线与空心抽油杆杆体形成回路，根据集肤效应原理将空心抽油杆杆体加热，通过传热提高井筒生产流体的温度、降低粘度，改善其流动性。

②伴热电缆采油工艺：井筒管柱结构如图 8-34(b)所示，伴热电缆分为恒功率伴热电缆与恒温(自控温)伴热电缆两种，后者节约电能，但价格贵，前者则相反。在生产高凝油和稠油的油井中，将伴热电缆利用卡箍固定在油管外部，通电后电缆发热加热井筒中的生产流体。矿场正在试验空心抽油杆中下入伴热电缆的工艺，以便提高加热效率，并简化管柱起下工艺。

在电加热降粘技术的工艺设计中关键是确定加热深度和加热功率两个主要的参数。加热深度根据井筒中生产流体的温度、粘度分布及流动特性等为基础确定，加热功率的大小取决于所需的温度增值，要通过设计使得井筒内的生产流体具有低粘度和较好的流动性，同时考虑到节省材料和节约能源，因此要根据油井的具体情况确定合理的加热深度和经济的加热功率。

电加热降粘技术对电缆和电热杆制造工艺要求比较高，要求其质量稳定、工作可靠、温度调节容易。在工艺实施过程中，其地面设备简单，生产管理方便，温度调节和控制容易、快速，沿程加热均匀，停电凝管处理容易，热效率高，便于实现自动控制，且对环境无污染，使用安全。电热杆采油工艺还具有井下作业和维修施工方便、简单，一次性投资少，资金回收快的特点，且电热杆的重量加在悬点上，只适用于有杆抽油系统采油的油井。而伴热电缆则井下作业和维修施工复杂，且一次性投资较高，但其应用不受采油方式的影响，因而适用范围更广。



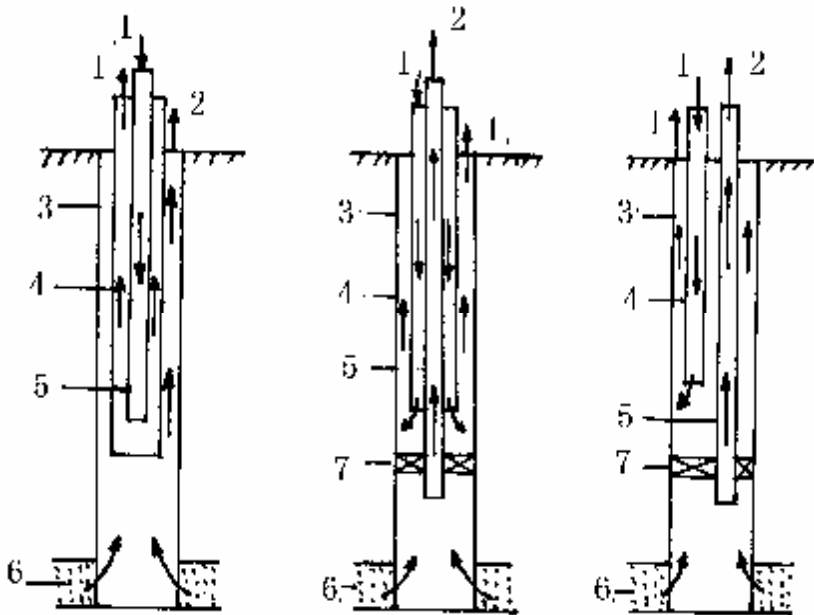
(a)

(b)

图 8-31 开式热流体循环工艺管柱结构示意图

a—反循环；b—正循环

1—掺入流体；2—产液；3—套管；4—油管；5—封隔器；6—油层



(a)

(b)

(c)

图 8-32 闭式热流体循环工艺管柱结构示意图

1—掺入流体；2—产液；3—套管；4—油管 1；5—油管 2；6—油层；7—封隔器

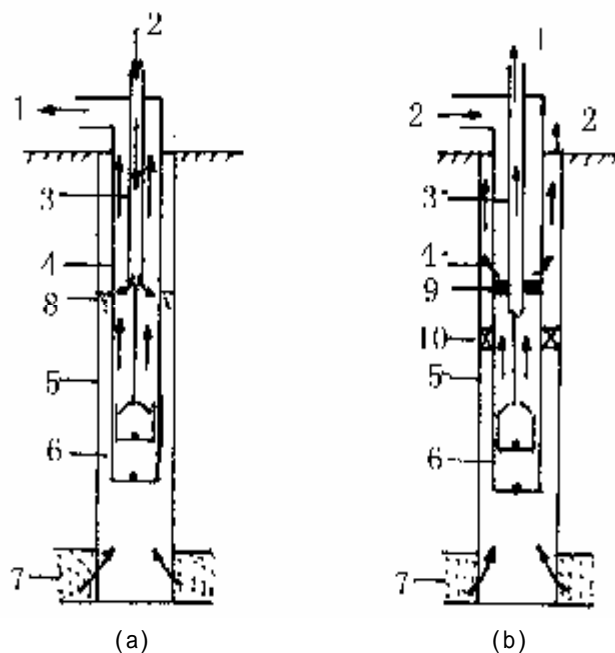


图 8-33 空心抽油杆热流体循环工艺管柱结构示意图

1—产液；2—掺入流体；3—空心抽油杆；4—油管；5—套管；6—抽油泵；7—油层；
8—动液面；9—动密封；10—封隔器

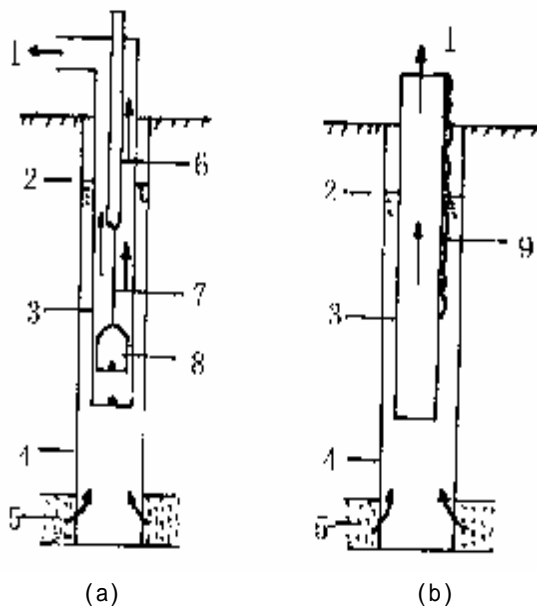


图 8-34 电加热降粘工艺井筒管柱结构示意图

1—产液；2—动液面；3—油管；4—套管；4—套管；5—油层；6—电热杆；
7—实心杆；8—抽油泵；9—伴热电缆

8.5 井底处理新技术简介

本节所介绍的各种井底处理的物理方法及微生物采油技术的思想,虽然有一些早在50年代前就已提出,并开展了相应的研究和矿物试验,但是,由于受到当时技术条件的限制,并未形成应用规模。随着新材料、微电子技术及微生物技术等当代科技的发展和应用,为上述采油技术提供了新的技术基础,并促进了它们的发展,80年代以来这些技术的研究和应用进入了一个新的时期。因此我们仍将它们作为新技术加以简要介绍。

80年代后期以来,在我国关于油气水井增产增注的各项井底处理新技术大量涌现,发展异常迅速,其中有的已形成了一定规模的工业应用。一般说来,这些新技术成本低、工艺简便、动用设备少、经济效益好,但是由于其发展历史短,对它们的增产、增注机理和设计与效果预测的理论研究尚待深入,工艺也有待进一步完善。因此本节根据有关公开发表的文献和专业会议技术报告,简要介绍一下这些新技术的情况,主要包括:高能气体压裂技术、水力振荡解堵技术、电脉冲井底处理技术、超声波井底处理技术、微生物采油技术和人工地震处理油层技术六种新技术的采油机理及主要设备和工艺流程。

8.5.1 高能气体压裂技术

高能气体压裂是利用特定的发射炸药在井底产生高压、高温气体,在井筒附近油层中产生和保持多条多方位的径向裂缝,从而达到增产增注目的的工艺措施。

(1) 高能气体压裂的增产机理

高能气体压裂的过程是一种利用发射炸药产生燃烧或爆燃的剧烈化学反应过程。它具有成本低廉、工艺简便、动用设备少、对施工现场无特殊要求、增产增注效果好、经济效益高、对油层损害小、对环境无污染等优点,具有广泛的应用前景。国内外的实验和现场研究表明,高能气体压裂的增产机理主要有以下三个方面。

1) 造缝机理 井筒附近油层产生多条多方位随机的径向裂缝,在油层岩石应力作用下产生剪切错位,使缝面凹凸处相错,同时裂缝面处岩石产生少量碎屑也能支撑裂缝,改善了油层渗流能力。

2) 热力作用 可清除近井地带的沥青质、胶质、石蜡等沉积物的堵塞和使原油降粘。

3) 物理化学作用 爆炸所产生的冲击波作用于油层可疏通孔隙通道,降低毛管力,使原油降粘等。化学反应的生成物如 CO , CO_2 , N_2 , NO , HCl 等气体,这些携带热能的生成物进入油层后,前三种气体易溶于原油、降低原油粘度、提高原油溶解蜡及胶质、沥青的能力;后二种气体生成物均易溶于水产生硝酸和盐酸在油层中能起到酸化作用。

(2) 高能气体压裂施工工艺

1) 钢丝绳起下、水泥塞封堵、地面引燃施工工艺(图 8-35)

①起出井中的生产管柱,通井、探井深、冲砂等;

②举出井筒中施工井段以上的液体;

③打悬空下水泥塞保护井的口袋;

④用钢丝绳绞车下气体发生器至施工井段,下放过程中要不断测量导火线的通电

性，发现异常及时处理；

⑤打上水泥塞，候凝；

⑥地面通电引燃，引燃人员、车辆等撤离；

⑦起出钢丝绳等，钻开水泥塞；

⑧下入试油或生产管柱进行试油或投入正常生产。

2) 电缆起下、液柱压挡、地面引燃施工工艺(图 8-36)

①起出井中的生产管柱，通井、探井深、冲砂等；

②保持井内有一定高度的液柱；

③射孔电缆车下放气体发生器至施工井段，下放过程中应不断测量缆芯的导电性，发现异常及时处理；

④地面通电引燃，引燃人员及车辆等撤离；

⑤起出电缆及安全发生器外壳等；

⑥下入试油或生产管柱进行试油或投入正常生产。

3) 油管输送、封隔器加环压复合压挡、撞击引燃施工工艺(图 8-37)

①起出井中的生产管柱，通井、探井深、冲砂等；

②油管输送气体发生器等至设计深度。管柱结构自下而上依次为气体发生器—p~t 监测仪（或电源）—撞击起爆器—油管—减振器—油管—封隔器—油管—扶正器—接油管至井口，最后联接好井口装置（包括防喷装置）；

③封隔器座封；

④用水泥车向环空打 10~20MPa 的平衡压力，关好管线阀门，水泥车撤离井口；

⑤由井口向油管内投入撞击棒，引燃发生器；

⑥套管泄压，封隔器解封，起出井内管柱及气体发生器外壳；

⑦下入试油或生产管柱进行试油或投入正常生产。

4) 三种施工工艺对比(见表 8-6)

表 8-6 高能气体压裂三种施工工艺对比表

	钢丝绳起下、 水泥塞封堵、 地面引燃施工工艺	电缆起下、液柱压挡、 地面引燃施工工艺		油管输送、封隔器 加环压复合压挡、 撞击引燃施工工艺
		玻璃钢外壳	金属外壳	
井深(m)	<1000	1000~2000	2000~5000	<4000
耐压(MPa)	10	10~20	55	45
耐温(°C)	50	80	150	150
完井方式	裸眼井	套管井,裸眼井		套管井
井类型	生产井,注水井,探井	生产井,注水井,探井		生产井,注水井, 探井,气井
主要设备	修井机,水泥车,绞车	修井机,水泥车,射孔车		修井机,水泥车
定深方式	丈量钢丝绳	磁定位		丈量油管

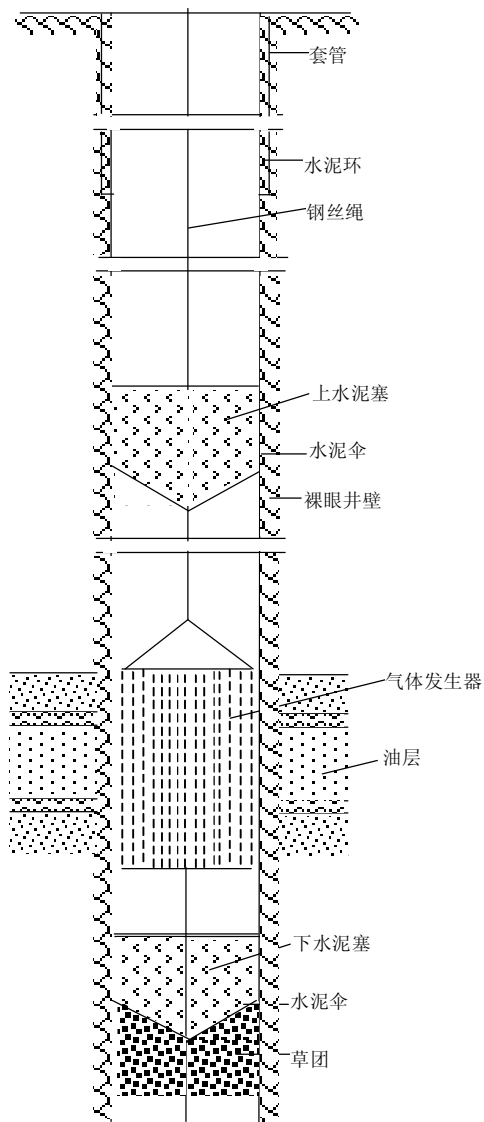


图 8-35 钢丝绳起下、水泥塞封堵、地面引燃施工工艺示意图

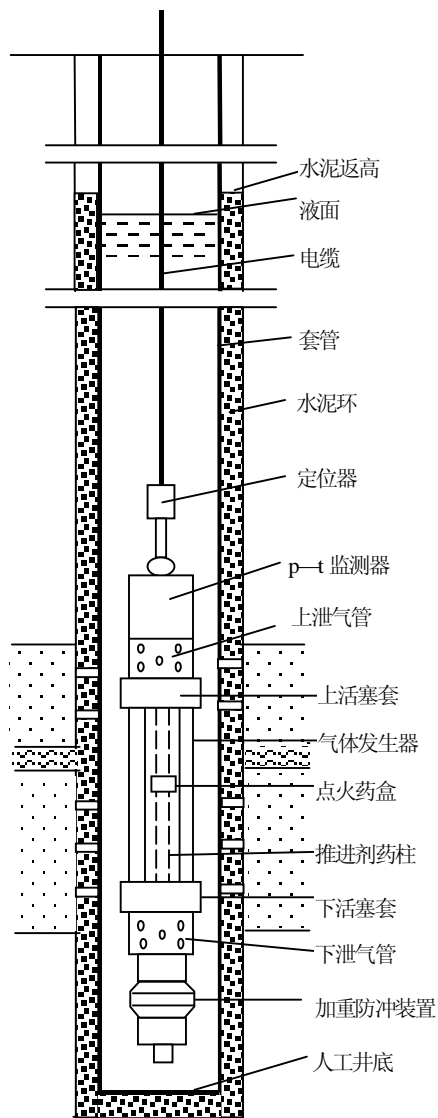


图 8-36 电缆起下、液柱压档、地面引燃施工工艺示意图(金属外壳)

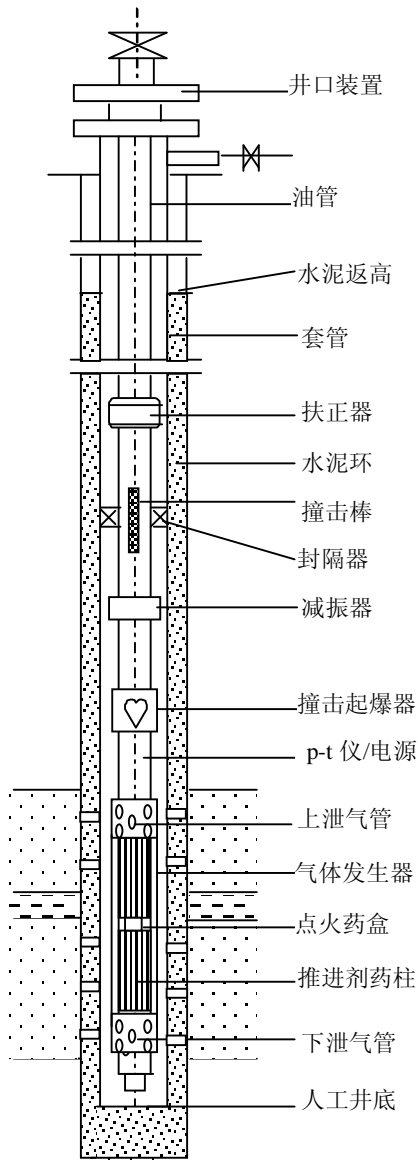


图 8-37 油管输送、封隔器加环压复合压挡、撞击引燃施工工艺示意图

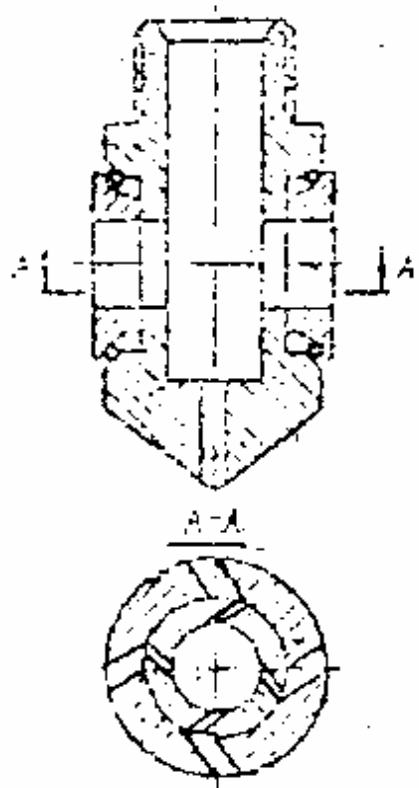


图 8-38a 水力振荡器结构示意图

8.5.2 水力振荡解堵技术

水力振荡解堵技术的基本原理是：将水力振荡器对准油层，依靠水泥车把液体输入井下通过振荡器产生高频脉冲式液流，直接喷射油层，主要用来清除井壁附近地带的机械杂质、钻井泥浆及沥青质和盐的沉积等堵塞，形成不闭合裂缝，并通过洗井将杂质返排出地面，从而解除近井地带的污染，恢复和提高油层渗透性的工艺措施。水力脉冲振荡器结构如图 7-38a

所示。在内套的横截面上沿径向间隔开有斜向槽孔，而其底部钻有通孔。在内套之外，匹配可以转动滑套，其横截面上也间隔开有斜向槽孔，并与内套上的槽孔成一定角度。内外套上开孔的角度相同，方向相反，由此组成了滑轮式结构，其导向装置是开有斜向槽孔的内套，而工作轮是在斜向槽孔下可定向转动外滑套。内套顶部连接油管，施工时，工作液由油管经内套，并从其斜向槽孔中流出，推动外滑套转动。这样，工作液周期性

地流出形成水力脉冲冲击波作用于油层，再加上射流对井筒壁的冲刷作用，能达到消除近井油层污染的目的。

(1) 振动波作用机理

1) 振动波作用于油层使油层流体及岩石发生振动，减小油—岩的亲合力；油—水界面形成乳状液；毛细管时大时小，减小了毛管力的影响；使岩石应力时大时小的变化而产生疲劳裂缝即振动波压裂的原理。

2) 振动波具有很强的穿透能力，使油层流体发生快速的往复振动，堵塞物如垢等从介质上脱离，从而疏通流道，提高油层渗透性。

3) 在振动波场中原油分子结构在剧烈振荡作用下进行周期性的排列组合；空化作用使分子键断裂，从而降低原油的粘度。高频振动波的振荡及空化作用，使石蜡在未凝结之前分散，长链分子发生断链，从而降低其固化温度，加上振动波场的热效应，可起到防蜡和清蜡作用。这一机理比较复杂，降粘和降凝作用在实验和现场应用中均见到效果，但仍有待进一步研究。

(2) 主要设备和工艺过程

水力振荡解堵施工流程由地面设备和振动管柱两部分组成。地面设备包括泵车、储液罐车和修井机；振动管柱由井口、油管扶正器和振荡器组成，如图 8-38b 所示。

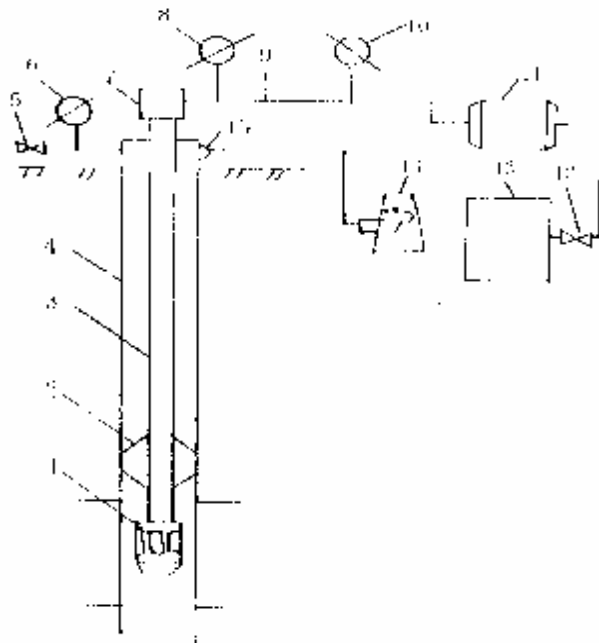


图 8-38b 水力振荡解堵现场施工示意图

1—振荡器；2—扶正器；3—油管；4—套管；5、9、12—阀；6、8—压力表；
7—井口；10—流量计；11—泵车；13—罐车；14—测调仪器；15—传感器

施工时，先起出生产管柱并进行通井、冲砂等，然后用油管下入振荡器，利用泵车向振荡器输送高压流体，对需解堵的油层由下至上逐一处理。对于注水井也可如此处理，

也可利用原注水流程来水的压力进行振荡处理，并在套管上接好放溢流管线。

目前发展的高压水旋转射流处理近井油层技术是利用井下可控转速的旋转自振空化射流解堵装置，产生高压水射流直接冲洗射孔炮眼解堵和高频振荡水利波、空化噪音(超声波)对油层物理解堵，其主要作用机理和施工过程与水力振荡解堵技术类似。

8.5.3 电脉冲井底处理技术

电脉冲井底处理技术是通过井下液体中电容电极的高压放电，在油层中造成定向传播的压力脉冲和强电磁场，产生空化作用，解除油层污染，对油层造成微裂缝从而达到增产增注目的的工艺措施。

其物理实质是高压击穿充满在井内的局部介质，在容积很小的通道内迅速释放出大量能量，产生强大的冲击波和电磁场。

(1) 电脉冲作用机理

电脉冲井底处理技术的关键是井下流体中电容电极的高压放电，放电过程是在井下仪器的放电室内进行的，流体中的电极偶施加电压后，当电压高于介质的击穿值时产生放电。但是，在两电极偶之间的空间内形成两次击穿放电过程之间有一定的时间间隔，因而为周期性放电，伴随放电孔道内流体爆炸释放大量能量。其作用机理主要有：

1) 产生压力波和空化作用，解除油层孔道中的堵塞；

2) 在油层中产生微裂缝和改造原有裂缝，改善油层流体渗流能力；

3) 在脉冲作用下，压差交替变换大小和方向，减小了毛管力的影响，使油层流体由滞留区向排液活动区流动，提高原油的采收率。

(2) 主要设备和工艺过程

电脉冲井底处理设备主要有地面整流变频器、电缆和井下放电仪，如图 8-39 所示。

具体的施工步骤为：

1) 起出生产管柱、通井、冲砂等；

2) 在下井仪器上安装定位器；

3) 用电缆车下放仪器到预定位置；

4) 接通电源，以一定频率发射电脉冲处理油层，每米油层为 100~300 个脉冲；

5) 多层时由下而上逐一处理，处理完毕后，提出井下仪器；

6) 试油或油井正常生产。

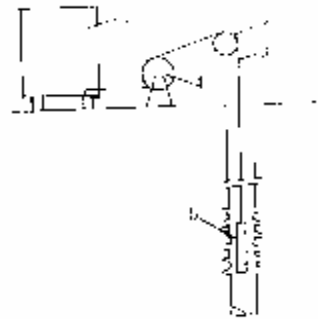


图 8-39 电脉冲处理油层示意图

1—变频器；2—滑轮；3—电线；

4—电缆绞车；5—井下放电仪

8.5.4 超声波井底处理技术

超声波井底处理技术是利用超声波的振动、空化等作用于油层，解除近井地带的污染和堵塞，以达到增产增注目的的工艺措施。

(1) 增产增注机理

1) 声波传递方向与流体流动方向具有相反的特性, 无论其强弱, 都会促使原油加速向声源流动, 因而与渗流方向相反的井底辐射波可以促进油层流体向井筒渗流和聚集。

2) 超声波处理可使原油降粘、破乳、凝固点下降。

3) 超声波的振动、空化作用可以解除近井地带的堵塞和产生微小裂缝, 恢复和提高油层渗透性。

4) 超声波的振动作用使毛管半径不断发生变化, 破坏了油层流体的受力平衡, 有利于部分毛细管束缚的原油被开采出来。

5) 对注水井而言降低水的表面张力和毛管渗流阻力, 同时具有杀菌、防垢等

(2) 主要设备和工艺过程

超声波处理油层系统由地面声波—超声波发生器、传输电缆和井下大功率电声转换装置(发射型换能器)等三大部分组成。如图 8-40 所示。

目前常用的超声波处理油层装置采用 380V/220V、50Hz 电源提供电能, 声波频率为 15~33kHz, 输出功率 4~30kW。

施工时, 将井下换能器用普通射孔电缆送至要处理的油层部位, 由相应的电源提供电能, 地面发生

机产生脉冲波、超声波和电功率振荡信号, 经电缆传输给大功率发射型换能器, 换能器将电功率振荡信号转换成机械振动能—声波, 经流体介质(油水混合物)耦合进入油气层, 解除污染、堵塞, 提高近井地带油层渗透性, 达到增产增注的目的。

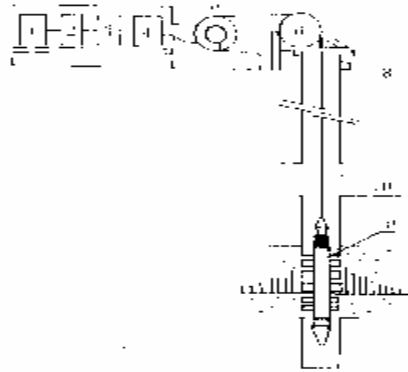


图 8-40 超声波处理油层仪器组成示意图

- 1-三相四线交流电源; 2-声波发生机电源; 3-声波发生机; 4-输出监测脉冲波形、电压; 5-电缆绞车;
- 6-滑轮; 7-电缆; 8-套管; 9-换能器; 10-油层

8.5.5 微生物采油技术

微生物采油技术是通过向油层注入选择的微生物, 微生物为了生存就地生长, 其产物随之发生激励和运移, 从而提高原油采收率的技术措施。

微生物的应用有助于进一步降低二次采油结束后仍留在油层孔隙中的残余油。因为该技术本身的某些限制, 微生物提高原油采收率方法不太可能取代常规提高原油采收率的方法, 但其有独特的优越性。表 8-7 中列出了微生物采油的某些机理。

表 8-7 微生物的产物及其对提高原油采收率的作用

微生物及其产物	作用
---------	----

酸	改造油层岩石 增大孔隙度和渗透率 与碱质岩石反应生成 CO_2
生命体	选择性或非选择性封堵 对烃类粘附引起乳化作用 改善固体表面 降解和变质原油 降低原油粘度和原油凝固点 原油脱硫作用
气体 (CO_2, CH_4, H_2)	使油层压力增加 原油膨胀 降粘 对碳酸盐岩的溶解作用
溶剂	溶解原油
表面活性剂	降低界面张力 乳化作用
高分子聚合物	流度控制 选择性或非选择性封堵

从最初在石油微生物学方面的发现和早期油田试验开始到现在，对微生物提高原油采收率特性的了解不断深入。但许多论点仍在争议。油藏特性和微生物提高原油采收率动态之间的相互关联复杂。从理论研究和实验数据中可知，许多因素影响微生物细胞在孔隙介质中的穿透，这些因素有①油层的物理化学性质，如渗透率、孔隙度及其大小分布、润湿性、表面电性、原油类型、油层水的矿化度和离子组成等；②细胞的特性，如形状、大小、游动现象、细胞生产型式(单个或成簇或链状)、表面电荷、被膜和粘液的产生、化学反应生成物等；③注入方式，如注入速率、注入水含盐量、细胞悬浮液的密度等。因此有必要研究油藏条件下微生物采油的适用范围和驱替效率。目前微生物采油工艺主要包括微生物吞吐、微生物驱以及微生物井筒清防蜡、垢等。

8.5.6 人工地震处理油层技术

人工地震处理油层技术是利用地面人工震源产生强大的波动场作用于油层进行振动处理，从而提高油层中油相渗透性及毛管渗流和重力渗流速度，促使石油中的原始溶解气及吸附在油层中的天然气进一步分离，以达到提高原油产量及采收率的目的。

(1)人工地震处理油层技术的采油机理

振动波具有很强的穿透能力和其特有的共振现象，当其作用于油层时，将产生以下有利于采油的作用：

- 1) 振动加速油层中流体的流动；
- 2) 振动可降低原油粘度，降低界面张力，从而改善原油流动和降低水油流度比，有

利于水驱油过程；

3) 促进气体从原油或岩石孔隙表面上分离，产生气驱油作用；

4) 振动使孔隙表面的某些沉淀污染物脱落分散被液流携走，起到疏通孔隙通道、解除油层污染的作用。

(2) 主要设备及工艺过程

人工地震处理油层技术矿场施工设备主要包括人工震源和震动监测与分析系统。人工震源由可调频起震机和可调重基础构成；震动监测与分析系统包括两个子系统，即井下监测与分析子系统和震动地面公害监测与分析子系统。目前采用的起震机和检测设备多种多样，但其工作原理基本相同，施工时由地面起震机起震，产生的低频振动波传至油层进行震动处理，同时利用仪器检测其频率和井中液面变化状况，据此优化震动频率及其它施工参数，从而确定出利用震动系统处理油层的最佳工作状态。

一般地，震源的工作频率为 2~50Hz，震动力 40~800kN，最大垂向作用深度可达 1300m 左右，平面波及范围可达 1000m。

与其它油气层处理措施相比，人工地震处理油层技术具有更清洁、对油层无损害、能耗低、设备简单、效益高、易推广等优点。该项技术的震源设备、起震及设备操作规程、测试手段、使用条件、经济效益评估等方面已形成较成熟的工艺技术，现场使用时，选择合适的震源位置，科学地制定实施方案，震动不会产生公害。

参 考 文 献

1. 王鸿勋，张琪. 采油工艺原理. 北京：石油工业出版社，1989
2. 赵福麟. 采油化学. 东营：石油大学出版社，1989
3. 万仁溥等. 采油技术手册(修订本). 第七、八、十分册. 北京：石油工业出版社，1991
4. 胡博仲. 波场采油. 北京：石油工业出版社，1996
5. 胡博仲. 磁技术在采油生产中的应用. 北京：石油工业出版社，1993
6. 凌建军. 实用稠油热采工程. 北京：石油工业出版社，1996
7. 陈德春等. 特种有杆抽油方式的设计与综合评价. 石油大学学报，1994，增刊
8. 任瑛等. 井筒热流体循环采油方法研究. 石油大学稠油研究论文集(杨光华主编). 东营：石油大学出版社，1990
9. 刘介人. 工频集肤电热开采高凝稠油的理论研究与实践. 石油钻采工艺，1994.4