

## 第六章 水力压裂技术

水力压裂是油气井增产、注水井增注的一项重要技术措施，不仅广泛用于低渗透油气藏，而且在中、高渗油气藏的增产改造中也取得了很好的效果。它是利用地面高压泵组，将高粘液体以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝。继续注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂，关井后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有一定几何尺寸和导流能力的填砂裂缝，使井达到增产增注目的工艺措施。

水力压裂增产增注的原理主要是降低了井底附近地层中流体的渗流阻力和改变流体的渗流状态，使原来的径向流动改变为油层与裂缝近似性的单向流动和裂缝与井筒间的单向流动，消除了径向节流损失，大大降低了能量消耗。因而油气井产量或注水井注入量就会大幅度提高。如果水力裂缝能连通油气层深处的产层(如透镜体)和天然裂缝，则增产的效果会更明显。另外，水力压裂对井底附近受损害的油气层有解除堵塞作用。

### 6.1 造缝机理

在水力压裂中，了解造缝的形成条件、裂缝的形态(垂直或水平)、方位等，对有效地发挥压裂在增产、增注中的作用都是很重要的。在区块整体压裂改造和单井压裂设计中，了解裂缝的方位对确定合理的井网方向和裂缝几何参数尤为重要，这是因为有利的裂缝方位和几何参数不仅可以提高开采速度，而且还可以提高最终采收率，相反，则可能会出现生产井过早水窜，降低最终采收率。

造缝条件及裂缝的形态、方位等与井底附近地层的地应力及其分布、岩石的力学性质、压裂液的渗滤性质及注入方式有密切关系。图 6-1 是压裂施工过程中井底压力随时间的变化曲线。 $P_F$  是地层破裂压力， $P_E$  是裂缝延伸压力， $P_S$  是地层压力。

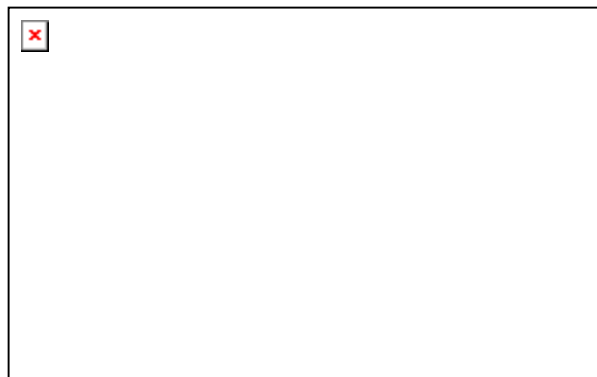


图 6-1 压裂过程井底压力变化曲线

a—致密岩石 b—微缝高渗岩石

在致密地层内，当井底压力达到破裂压力  $P_f$  后，地层发生破裂(图 6-1 中的 a)，然后在较低的延伸压力  $P_E$  下，裂缝向前延伸。对高渗或微裂缝发育地层，压裂过程中无明显的破裂显示，破裂压力与延伸压力相近(图 6-1 中的 b)。

### 6.1.1 油井应力状况

一般情况下，地层中的岩石处于压应力状态，作用在地下岩石某单元体上的应力为垂向主应力  $\sigma_z$  和水平主应力  $\sigma_H$  ( $\sigma_H$  又可分为两个相互垂直的主应力  $\sigma_x$ 、 $\sigma_y$ )。

#### (1) 地应力

作用在单元体上的垂向应力来自上覆层的岩石重量，它的大小可以根据密度测井资料计算，一般为：

$$\sigma_z = \int_0^H \rho_s g dz \quad (6-1a)$$

式中  $\sigma_z$ —垂向主应力，Pa；

$H$ —地层垂深，m；

$g$ —重力加速度， $9.81\text{m/s}^2$

$\rho_s$ —上覆层岩石密度， $\text{kg/m}^3$ 。

由于油气层中有一定的孔隙压力  $P_s$  (即油藏压力或流体压力)，故有效垂向应力可表示为：

$$\bar{\sigma}_z = \sigma_z - P_s \quad (6-1b)$$

如果岩石处于弹性状态，考虑到构造应力等因素的影响，可以得到最大、最小水平主应力为：

$$\begin{aligned} \sigma_{H\max} &= \frac{1}{2} \left[ \frac{\xi_1 E}{1-\nu} - \frac{2\nu(\sigma_z - \alpha P_s)}{1-\nu} + \frac{\xi_2 E}{1+\nu} \right] + \alpha P_s \\ \sigma_{H\min} &= \frac{1}{2} \left[ \frac{\xi_1 E}{1-\nu} - \frac{2\nu(\sigma_z - \alpha P_s)}{1-\nu} - \frac{\xi_2 E}{1+\nu} \right] + \alpha P_s \end{aligned} \quad (6-2)$$

式中  $\sigma_{H\max}$ 、 $\sigma_{H\min}$ —最大、最小水平主应力，Pa；

$\xi_1, \xi_2$ —水平应力构造系数，可由室内测试试验结果推算，无因次；

$\nu$ —泊松比，无因次；

$E$ —岩石弹性模量，Pa；

$\alpha$ —毕奥特(Biot)常数，无因次。

实验室测定的岩石泊松比和弹性模量随岩石类型不同而有差异(见表 6-1)。

## (2)井壁上的应力

### 1)井筒对地应力及其分布的影响

在地层上钻井以后，井壁上及其周围地层中的应力分布受到井筒的影响，这种影响是很复杂的。为了简化起见，将地层中三维应力问题，用二维方法来处理。在这种情况下，与弹性力学中双向受力的无限大平板中钻有一个圆孔的受力情况是很相近的(图6-2)。在无限大平板上钻了圆孔之后，将使板内原是均匀的应力重新分布，造成圆孔附近的应力集中。下面讨论在双向应力状态下，圆孔周向应力的计算，因为压裂后裂缝的形态与方位与此应力有密切的关系。弹性力学给出了平板为固体的、各向同性与弹性材料周向应力的计算等式。

表 6-1 各种岩石泊松比与弹性模量值

岩 石	泊松比	弹性模量 (Pa)
硬 砂 岩	0.15	$4.4 \times 10^{10}$
中硬砂岩	0.17	$2.1 \times 10^{10}$
软 砂 岩	0.20	$3.0 \times 10^9$
硬 灰 岩	0.25	$7.4 \times 10^{10}$
中硬灰岩	0.27	——
软 灰 岩	0.30	$8.0 \times 10^9$



图 6-2 无限大平板中钻一圆孔的应力分布

$$\sigma_{\theta} = \frac{\sigma_x + \sigma_y}{2} \left( 1 + \frac{a^2}{r^2} \right) - \frac{\sigma_x - \sigma_y}{2} \left( 1 + \frac{3a^4}{r^4} \right) \cos 2\theta \quad (6-3)$$

式中  $\sigma_{\theta}$ —圆孔周向应力，Pa；

$a$ —圆孔半径，m；

$r$ —距圆孔中心的距离，m；

$\theta$ —任意径向与  $\sigma_x$  方向的夹角。

①当  $r=a$ ,  $\sigma_x=\sigma_y=\sigma_H$  时,  $\sigma_\theta=2\sigma_x=2\sigma_y=2\sigma_H$ , 说明圆孔壁上各点的周向应力相等, 且与  $\theta$  值无关。

②当  $r=a$ ,  $\sigma_x>\sigma_y$  时,  $(\sigma_\theta)_{\min}=(\sigma_\theta)_{0^\circ,180^\circ}=3\sigma_y-\sigma_x$ ,  $(\sigma_\theta)_{\max}=(\sigma_\theta)_{90^\circ,270^\circ}=3\sigma_x-\sigma_y$ , 说明最小周向应力发生在  $\sigma_x$  的方向上, 而最大周向应力却在  $\sigma_y$  的方向上。

③随着  $r$  的增加, 周向应力迅速降低, 如图 6-2b 所示。大约在几个圆孔直径之外, 即降为原地应力值。这种应力分布表明, 由于圆孔的存在, 产生了圆孔周围的应力集中, 孔壁上的应力比远处的大得多, 这就是地层破裂压力大于裂缝延伸压力的一个重要原因。

## 2) 井眼内压所引起的井壁应力

压裂过程中, 向井筒内注入高压液体, 使井内压力很快升高。井筒内压必然产生井壁上的周向应力。可以把井筒周围的岩石看作是一个具有无限壁厚的厚壁圆筒, 根据弹性力学中的拉梅公式(拉应力取负号)

$$\sigma_\theta = \frac{P_e r_e^2 - P_i r_a^2}{r_e^2 - r_a^2} + \frac{(P_e - P_i) r_e^2 r_a^2}{r^2 (r_e^2 - r_a^2)} \quad (6-4)$$

式中  $P_e$ —厚壁筒外边界压力, Pa

$r_e$ —厚壁筒外边界半径, m;

$r_a$ —厚壁筒内半径, m;

$P_i$ —内压, Pa;

$r$ —距井轴半径, m。

当  $r_e=\infty$ 、 $P_e=0$  及  $r=r_a$  时, 井壁上的周向应力为:  $\sigma_\theta=-P_i$

即由于井筒内压而导致的井壁周向应力与内压大小相等, 但符号相反。

## 3) 压裂液径向渗入地层所引的井壁应力

由于注入井中的高压液体在地层破裂前, 渗入井筒周围地层中, 形成了另外一个应力区, 它的作用是增大了井壁周围岩石中的应力。增加的周向应力值为:

$$\sigma_\theta = (P_i - P_s) \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \quad (6-5)$$

式中  $\alpha = 1 - \frac{C_r}{C_b}$

$C_r$ —岩石骨架压缩系数;

$C_b$ —岩石体积压缩系数。

## 4) 井壁上的最小总周向应力

显然在地层破裂前, 井壁上的最小总周向应力应为地应力、井筒内压及液体渗滤所引起的周向应力之和, 即:

$$\sigma_{\theta} = (3\sigma_y - \sigma_x) - P_i + (P_i - P_s)\alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \quad (6-6)$$

### 6.1.2 造缝条件

#### (1) 形成垂直裂缝

当井壁上存在的周向应力  $\bar{\sigma}_{\theta}$  达到井壁岩石的水平方向的抗拉强度  $\sigma_t^h$  时, 岩石将在垂直于水平应力的方向上产生脆性破裂, 即在与周向应力相垂直的方向上产生垂直裂缝。

$$\bar{\sigma}_{\theta} = -\sigma_t^h \quad (6-7)$$

将上式代入式(6-6), 得到造成垂直裂缝时的破裂压力。为了使等式更符合多孔介质中存在有孔隙压力(油藏压力)  $P_s$  的情况, 应当换为有效应力:

$$\begin{aligned} \bar{\sigma}_x &= \sigma_x - P_s \\ \bar{\sigma}_y &= \sigma_y - P_s \\ \bar{\sigma}_{\theta} &= \sigma_{\theta} - P_i \end{aligned} \quad (6-7a)$$

当产生裂缝时, 井筒内注入流体的压力  $P_i$  即为地层的破裂压力  $P_F$ , 所以:

$$P_F - P_s = \frac{3\bar{\sigma}_y - \bar{\sigma}_x + \sigma_t^h}{2 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}} \quad (6-7b)$$

由于最小总周向应力发生在  $\theta=0^\circ$ ,  $180^\circ$  的对称点上, 垂直裂缝也产生与井筒相对应的两个点上 ( $\theta=0^\circ$ ,  $180^\circ$ )。所以在理论上一般假定垂直裂缝是以井轴为对称的两条缝, 实际上由于地层的非均质性和局部应力场的影响, 产生的裂缝往往是不对称的。

#### (2) 形成水平裂缝

假设由于液体滤失也增大垂向应力, 增加量和水平方向的情况一样, 那么垂向的总应力为:

$$\sigma_{z_t} = \sigma_z + \alpha(P_i - P_s) \frac{1-2\nu}{1-\nu} \quad (6-8)$$

有效垂向应力为:

$$\bar{\sigma}_{z_t} = \sigma_{z_t} - P_i$$

$$\bar{\sigma}_z = \sigma_z - P_s$$

将有效应力  $\bar{\sigma}_z$  及  $\bar{\sigma}_{z_t}$  代入式(6-8)得到:

$$\bar{\sigma}_{z_t} = \bar{\sigma}_z - (P_i - P_s) \left[ 1 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \right] \quad (6-8a)$$

形成水平缝的条件是:

$$\bar{\sigma}_{zi} = -\sigma_i^v \quad (6-8b)$$

式中  $\sigma_i^v$ —岩石垂向抗张强度。

当产生水平裂缝时，井筒内注入流体的压力  $P_i$  等于地层的破裂压力  $P_F$ ，所以：

$$P_F - P_s = \frac{\bar{\sigma}_c + \sigma_i^v}{1 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}} \quad (6-8c)$$

但是由上式计算出来的破裂压力，总是大于在实验室里所得到的在井眼底端附近造成水平缝所需要的压力。为了使计算值接近实验值，式(6-8c)可修正为：

$$P_F - P_s = \frac{\bar{\sigma}_c + \sigma_i^v}{1.94 - \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu}} \quad (6-8d)$$

### (3) 破裂压力梯度(破裂梯度)

为了便于比较与预测各油田(油井)的破裂压力，常使用破裂梯度  $\beta$  来表示，它是指地层破裂压力与地层深度的比值。

由式(6-7b)和(6-8d)，理论上可以计算裂缝破裂时的有效破裂压力，除以压裂层的中部深度即可得到破裂梯度值。实际上各油田的破裂梯度值都是根据大量压裂施工资料统计出来的，破裂梯度值一般在下列范围：

$$\beta = (15 \sim 18) \sim (22 \sim 25) \quad (6-9)$$

可以用各地区的破裂梯度的大小估计裂缝的形态，一般认为  $\beta$  小于 15~18 时形成垂直裂缝，而大于 23 时则是水平裂缝。因此深地层出现的多为垂直裂缝，浅地层出现水平裂缝的几率多。这是由于浅地层的垂向应力相对比较小，近地表地层中构造运动也较多，水平应力大于垂应力的几率也大，所以浅地层出现水平裂缝。但是，浅地层也可能出现垂直裂缝。有时会碰到破裂梯度特高的地层，如  $\alpha > 28$ 。这种情况可能是由于构造关系或岩石抗张强度特大的缘故。井底附近地层严重堵塞时也可能导致很高的破裂梯度，这种情况是不正常的。如果地层破裂压力过高，难以进行正常施工，可进行预处理以降低破裂压力。这些方法的实质是降低井底附近地层的应力，如高效射孔、密集射孔、水力喷砂射孔及小规模酸化等措施。实践证明这些方法是有效的。

有些井破裂时并没有明显的破裂峰值(图 6-1 中的 b 点)，可能有几个原因：两个水平应力的比值较大时，井壁上的周向应力就小。例如，当两个应力的比为 3 时，破裂压力肯定很低。地层中有微隙或井经过预处理、地层渗透率较高等，都会有这样的现象。

## 6.2 压裂液

影响压裂施工成败的诸因素中，压裂液的性能是其中的主要因素之一。对大型压裂来说，这个因素更为突出。这是因为压裂施工的每个环节都与压裂液的类型和性能有关。

压裂液是一个总称，根据压裂过程中注入井内的压裂液在不同施工阶段的任务可分为：

①前置液 它的作用是破裂地层并造成一定几何尺寸的裂缝以备后面的携砂液进入。在温度较高的地层里，它还可起一定的降温作用。有时为了提高前置液的工作效率，在前置液中还加入一定量的细砂(粒径 100~140 目，砂比 10%左右)以堵塞地层中的微隙，减少液体的滤失。

②携砂液 它起到将支撑剂带入裂缝中并将支撑剂填在裂缝内预定位置上的作用。在压裂液的总量中，这部分比例很大。携砂液和其他压裂液一样，有造缝及冷却地层的作用。携砂液由于需要携带比重很高的支撑剂，必须使用交联的压裂液(如冻胶等)。

③顶替液 中间顶替液用来将携砂液送到预定位置，并有预防砂卡的作用；注完携砂液后要用顶替液将井筒中全部携砂液替入裂缝中，以提高携砂液效率和防止井筒沉砂。

根据压裂不同阶段对液体性能的要求，压裂液在一次施工中可能使用一种以上性能不同的液体，其中还加有不同使用目的的添加剂。对于占总液量绝大多数的前置液及携砂液，都应具备一定的造缝能力并使裂缝壁面及填砂裂缝有足够的导流能力。所以，为了获得好的水力压裂的效果对压裂液的性能要求为：

①滤失少 这是造长缝、宽缝的重要条件。压裂液的滤失性主要取决于它的粘度与造壁性，粘度高则滤失少；在压裂液中添加防滤失剂，能改善造壁性，大大减少滤失量。

②悬砂能力强 压裂液的悬砂能力主要取决于粘度。压裂液只要有较高的粘度，支撑剂(常用砂粒或陶粒)即可悬浮于其中，这对支撑剂在缝中的分布是非常有利的。

③摩阻低 压裂液在管道中的摩阻愈小，则在设备功率一定的条件下，用于造缝的有效功率也就愈大。摩阻过高会导致井口施工压力过高，从而降低排量甚至限制压裂施工。

④稳定性 压裂液应具备热稳定性，不能由于温度的升高而使粘度有较大的降低。液体还应有抗机械剪切的稳定性，不因流速的增加而发生大幅度的降解。

⑤配伍性 压裂液进入油层后与各种岩石矿物及流体相接触，不应产生不利于油气渗流的物理—化学反应。例如不要引起粘土膨胀或产生沉淀而堵塞油层。这种配伍性的要求是非常重要的，往往有些油气层压裂后效果不理想或失败，就是由于压裂液的配伍性不好所致。

⑥低残渣 要尽量降低压裂液中水不溶物(残渣)的数量以免降低油气层和填砂裂缝的渗透率。

⑦易返排 施工结束后大部分注入液体应能返排出井外，以减少压裂液的损害，排液愈完全，增产效果愈好。

⑧货源广、便于配制、价钱便宜 随着大型压裂的发展，压裂液的需用量很大，是

压裂施工费用的主要组成部分。近年发展起来的速溶连续配制工艺，大大方便了施工，减少了对液罐及场地的要求。

### 6.2.1 压裂液类型

目前常用的压裂液有水基、酸基、油基压裂液、乳状及泡沫压裂液等。50年代初期多使用原油、清水作压裂液，近十几年来发展了水基冻胶压裂液，它具有粘度高、摩阻低及悬砂能力好等优点，已成为矿场主要使用的压裂液，约占总用量的三分之二。

#### (1) 水基压裂液

水基压裂液是用水溶胀性聚合物(称为成胶剂)经交链剂交链后形成的冻胶。常用的成胶剂有植物胶(瓜胶、田菁、皂仁等)、纤维素衍生物(羟乙基纤维素、羧甲基羟乙基纤维素等)以及合成聚合物(聚丙烯酰胺、聚乙烯醇等)，交链剂(交联剂)有硼酸盐，钛、锆等有机金属盐等。在施工结束后，为了使冻胶破胶还需要加入破胶剂，常用破胶剂有过硫酸胺、高锰酸钾和酶等。

#### (2) 油基压裂液

对水敏性地层，使用水基压裂液会导致地层粘土膨胀影响压裂效果，对此，可使用油基压裂液。矿场原油或炼厂粘性成品油均可作油基压裂液，但其悬砂能力差，性能达不到要求。目前多用稠化油，基液为原油、汽油、柴油、煤油或凝析油，稠化剂为脂肪酸皂(如脂肪酸铝皂，磷酸酯铝盐等)，矿场最高砂比可达30%(体积比)。稠化油压裂液遇地层水后自动破胶，所以无需加入破胶剂。

油基压裂液虽然适用于水敏性地层，但价格昂贵，施工困难和易燃等问题，应用受到一定限制。

#### (3) 泡沫压裂液

泡沫压裂液是近十年内发展起来的，用于低压低渗油气层改造的新型压裂液。其最大特点是易于返排、滤失少以及摩阻低等。基液多用淡水、盐水、聚合物水溶液；气相为二氧化碳、氮气、天然气；发泡剂用非离子型活性剂。泡沫干度为65~85%，低于65%则粘度太低，超过92%则不稳定。

泡沫压裂液也具有不利因素：

①由于井筒气—液柱的压降低，压裂过程中需要较高的注入压力，因而对深度大于2000米以上的油气层，实施泡沫压裂是困难的。

②使用泡沫压裂液的砂比不能过高，在需要注入高砂比情况下，可先用泡沫压裂液将低砂比的支撑剂带入，然后再泵入可携带高砂比支撑剂的常规压裂液。

其它应用的压裂液还有聚合物乳状液、酸基压裂液和醇基压裂液等，它们都有各自的适用条件和特点，但在矿场上应用很少。

### 6.2.2 压裂液滤失性

压裂过程中，压裂液向地层的滤失是不可避免的。由于压裂液的滤失使得压裂液效率降低，造缝体积减小，因此研究压裂液的滤失特性对裂缝几何参数的计算和对地层损害的认识都是必不可少的。压裂液滤失到地层受三种机理控制，即压裂液的粘度，油藏岩石和流体的压缩性及压裂液的造壁性。

#### (1) 受压裂液粘度控制的滤失系数 $C_1$

当压裂液粘度大大超过油藏流体的粘度时，压裂液的滤失速度主要取决于压裂液的粘度，由达西方程可以导出滤失系数  $C_1$  为：

$$C_1 = 5.4 \times 10^{-3} \left( \frac{K \cdot \Delta P \phi}{\mu_f} \right)^{1/2} \quad (6-10a)$$

滤失速度为：

$$v = \frac{C_1}{\sqrt{t}} \quad (6-10b)$$

式中  $C_1$ —受压裂液粘度控制的滤失系数， $m/\sqrt{\text{min}}$ ；

$K$ —垂直于裂缝壁面的渗透率， $\mu\text{m}^2$ ；

$\Delta P$ —裂缝内外压力差， $\text{kPa}$ ；

$\mu_f$ —裂缝内压裂液粘度， $\text{mPa}\cdot\text{s}$ ；

$\phi$ —地层孔隙度，小数；

$v$ —滤失速度， $\text{m}/\text{min}$ ；

$t$ —滤失时间， $\text{min}$ 。

从式(6-10a)和(6-10b)可以看出，滤失系数  $C_1$  与储层参数  $K$ 、 $\phi$ 、缝内外的压力差和压裂液粘度有关，当这些参数不变时， $C_1$  为常数，但滤失速度却是滤失时间的函数，时间愈长，滤失速度愈小。

#### (2) 受储层岩石和流体压缩性控制的滤失系数 $C_{11}$

当压裂液粘度接近于油藏流体粘度时，控制压裂液滤失的是储层岩石和流体的压缩性，这是因为储层岩石和流体受到压缩，让出一部分空间压裂液才得以滤失进去，由体积平衡方程可得到  $C_{11}$  表达式：

$$C_{11} = 4.3 \times 10^{-3} \Delta P \left( \frac{K C_f \phi}{\mu_f} \right)^{1/2} \quad (6-11)$$

式中  $C_f$ —油藏综合压缩系数， $(\text{kPa})^{-1}$ 。

在研究滤失系数  $C_1$ 、 $C_{11}$  时，常将式中的压力差取为延伸压力与油藏压力之差，实际情况并非如此，压裂液滤失于储层后的压力分布如图 6-3，总压力差分为两部分， $\Delta P_1$  是使压裂液滤失于储层内的压差， $\Delta P_2$  是压缩并使油藏流体流动的压差，如果考虑裂缝

壁面滤饼的压力差，则总压力降应包括三个部分。

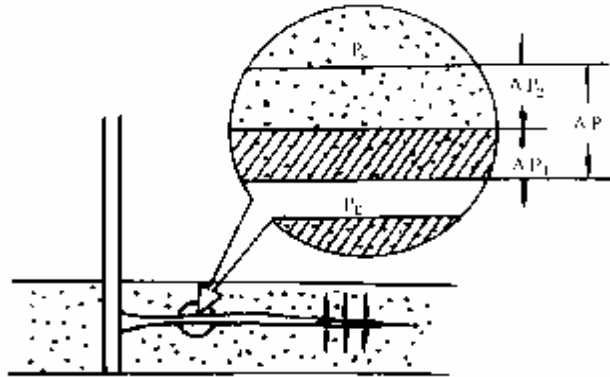


图 6-3 滤失后地层中压力分布示意图

### (3) 具有造壁性压裂液滤失系数 $C_{in}$

具有固相颗粒及添加有防滤失剂(如硅粉或沥青粉等)的压裂液,施工过程中将会在裂缝壁面上形成滤饼,它会有效地降低滤失速度,此时压裂液的滤失速度将受造壁性控制。滤失系数  $C_{in}$  是由实验方法测定的。图 6-4 是一台高温高压静滤失仪的示意图,滤筒底下有带孔的筛座,其上有滤纸或岩心片,筒内有压裂液,在恒温下加压,在下口处放一量筒计量滤失量,并记录时间。数据处理后得出如图 6-5 的曲线。形成滤饼以前,液体滤失较快,形成滤饼以后,滤失受滤饼的控制,滤失量比较稳定。以  $V_{sp}$  记为形成滤饼前的滤失量,称为初滤失量。滤失量与时间的关系曲线,可用下列方程描述:

$$V = V_{sp} + m\sqrt{t} \quad (6-12a)$$

式中  $V$ —总滤失量,  $\text{cm}^3$ ;

$m$ —斜率,  $\text{cm}^3 / \sqrt{\text{min}}$ ;

$t$ —滤失时间,  $\text{min}$ 。

式(6-12a)除以滤纸或岩心断面积  $A$  并对  $t$  求导,得到滤失速度:

$$v = \frac{0.005m}{A\sqrt{t}} \quad (6-12b)$$

令造壁液体的滤失系数  $C'_{in}$  为:

$$C'_{in} = \frac{0.005m}{A} \quad (6-12c)$$

则

$$v = \frac{C'_{in}}{\sqrt{t}} \quad (6-12d)$$

若实验压差与实际施工过程中裂缝内外压力差不一致，则应进行修正：

$$C_{in} = C'_{in} \left( \frac{\Delta P_f}{\Delta P} \right)^{1/2} \quad (6-12e)$$

式中  $C_{in}$ —为修正后的滤失系数， $m/\sqrt{\text{min}}$ ；

$C'_{in}$ —实验得到的滤失系数， $m/\sqrt{\text{min}}$ ；

$\Delta P_f$ —实际裂缝内外的压力差， $\text{kPa}$ ；

$\Delta P$ —实验压差， $\text{kPa}$ 。

式(6-12e)中的平方根，是由于斜率  $m$  比例于压差  $\Delta P$  的平方根而推出来的。

造壁性压裂液的滤失系数  $C_{in}$ ，在一定条件下可看着是常数，而滤失速度则随时间而变。

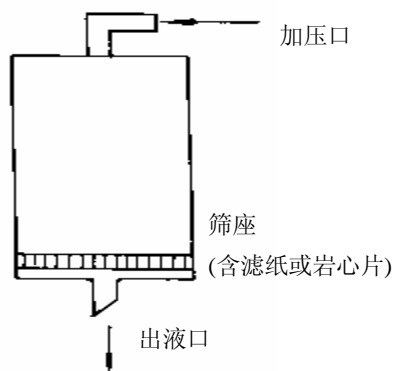


图 6-4 静滤失仪示意图

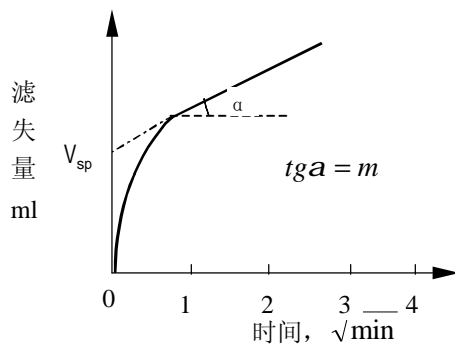


图 6-5 静滤失曲线

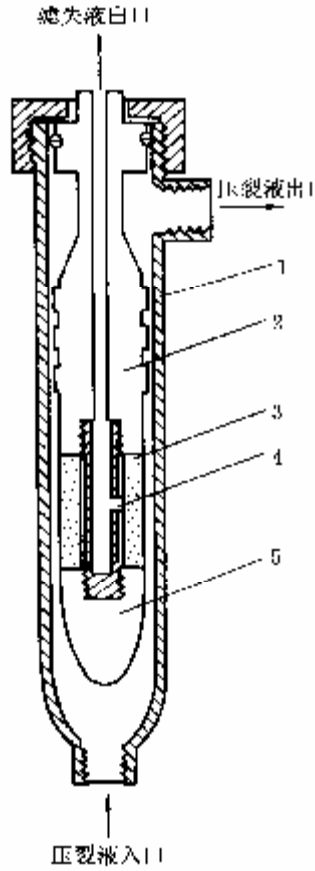


图 6-6 动滤失仪示意图

1—壳体；2—上压帽；3—岩心；

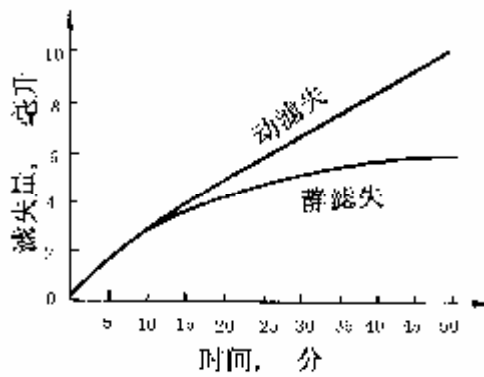


图 6-7 动静滤失曲线比较图

上述这种静态的测定  $C_m$  的方法与裂缝中实际滤失条件相差较大。为了更加符合地

下条件，研制出了动滤失仪(图 6-6)。动滤失仪使用了直径为 44.5mm、长 114mm 的岩心柱。调节循环泵的排量使压裂液在模拟裂缝处的流速等于油层中裂缝内的流速。由于在压裂液出口处有回压，故一部分压裂液将由岩心处滤失到中心管而由滤失液出口流出。试验中使岩心内外压差等于或接近油层裂缝内外的压差。这样，动滤失仪的实验条件就基本与地下相似。分别用动、静滤失仪作出的结果如图 6-7 所示。

虽然动、静滤失的滤失量差别很大，但由于动滤失实验比较复杂，使用的压裂液数量也多，并且还有由于液体循环而产生的剪切降解问题，所以在评定压裂液滤失性时，目前仍大量采用静滤失作为对比方法。

从以上  $C_1$ 、 $C_{II}$  和  $C_{III}$  的计算来看，滤失系数在一定的条件下都是常数，而滤失速度却是时间的函数。对裂缝中某一固定点来说，压裂液通过此点的滤失速度，随着时间的延长，愈来愈慢，因此有人认为压裂液的滤失前缘基本上平行于裂缝壁面。

#### (4) 综合滤失系数 $C$

压裂液的滤失虽然根据机理可以分为三种情况，但实际压裂过程中，压裂液的滤失同时受三种机理控制，综合滤失系数  $C$  如下：

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_{II}} + \frac{1}{C_{III}} \quad (6-13a)$$

综合滤失系数  $C$  的另一种确定方法是考虑到  $C_1$ 、 $C_{II}$  和  $C_{III}$  分别是由不同的压力降控制的，即  $C_1$  是由滤失带压力差  $\Delta P_1$  控制的， $C_{II}$  是由压缩带压力差  $\Delta P_2$  控制的， $C_{III}$  由滤饼内外压力差  $\Delta P_3$  控制的，根据分压降公式可以得到综合滤失系数的另一表达式：

$$C = \frac{2C_1 C_{II} C_{III}}{C_1 C_{III} + \sqrt{C_1^2 C_{III}^2 + 4C_{II}^2 (C_1^2 + C_{III}^2)}} \quad (6-13b)$$

综合滤失系数  $C$  是压裂设计中的重要参数，也是评价压裂液性能的重要指标。目前比较好的压裂液在油层及裂缝中的流动条件下，综合滤失系数  $C$  可达  $10^{-4} \text{ m}/\sqrt{\text{min}}$ 。

### 6.2.3 压裂液流变性

目前使用的压裂液，除了水、活性水、油(低粘油或成品油)外，凡是使用各种高分子聚合物增稠或交链的油或水基压裂液，在其流动特性上均有程度不同的非牛顿液体的性质。它们的剪切应力与剪切速率之间的关系，受剪切引起的内部分子结构变化的影响。这种变化包括分子或颗粒在剪切方向上的定位或定向排列。为了对压裂液的流动进行简单的分析与运算，有必要介绍一些与时间无关的粘滞液体的流变特性。

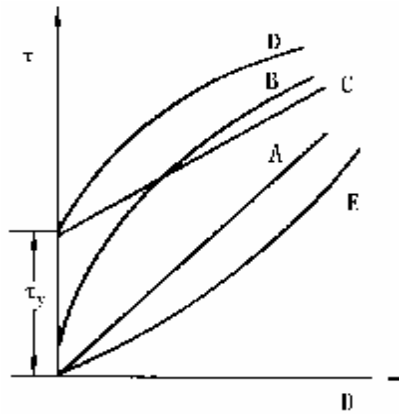


图 6-8 压裂液流变曲线

### (1) 各类压裂液的流变曲线

#### 1) 牛顿压裂液

剪切应力  $\tau$  与剪切速率  $D$  成正比关系:

$$\tau = \mu D \quad (6-14)$$

比例常数  $\mu$  (粘度) 不随剪切速率的改变而变化, 如图 6-8 中的 A 所示, 是一通过原点的直线, 式 (6-14) 是牛顿流体的本构方程, 其特点是在剪切应力  $\tau$  和剪切速率  $D$  之间, 只有一个参数  $\mu$ 。压裂液中的未经稠化的水、油等均属于此类流体。

#### 2) 假塑型压裂液

假塑型流体也称为幂律流体, 图 6-8 上的曲线 B 是假塑型流体的剪切应力与剪切速率的关系曲线。随剪切速率的增加, 其斜率变小, 说明压裂液结构被破坏, 粘度随之降低。有一个经验方程描述这种流体的流变特性:

$$\tau = K D^n \quad (n < 1) \quad (6-15a)$$

式中  $K$ —稠度系数,  $\text{mPa} \cdot \text{s}^n$ ;

$n$ —流态指数, 无因次。

式 (6-15a) 为假塑型流体的本构方程 (也称为幂律方程), 是由两参数 ( $n$ 、 $K$ ) 控制的流变方程。当  $n=1$  时, 即为式 (6-14)。把式 (6-15a) 写成下列形式:

$$\tau = (K D^{n-1}) \cdot D \quad (6-15b)$$

与式 (6-14) 相比较, 得到:

$$\mu_a = K D^{n-1} \quad (6-15c)$$

式中  $\mu_a$ —视粘度, mPa·s。

方程(6-15a)中的  $n$  小于 1, 所以剪切速率愈大, 视粘度愈小。因此假塑性流体的“粘度”不是定值, 在一定温度下, 视粘度随  $K$ 、 $n$ 、 $D$  的改变而变化。

假塑性液体具有两个流变参数  $n$ 、 $K$ 。对式(6-15a)两边取对数得到:

$$\lg t = \lg K + n \lg D \quad (6-15d)$$

这是直线方程式, 直线的斜率是  $n$ , 直线在纵轴上的截距为  $K$  值。图 6-9 是确定流变参数的绘图法。有了  $n$ 、 $K$  值, 即可写出幂律方程, 计算流体的视粘度。

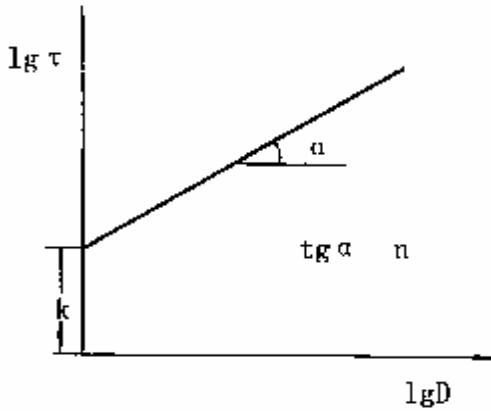


图 6-9 确定幂律液体的流变参数

目前多数水基冻胶压裂液在一定的剪切速率范围内均可近似看作是幂律流体, 这种液体无论在圆管或裂缝中的流动, 都可粗略地取用相同的  $n$ 、 $K$  值。

### 3) 其它流动类型的压裂液

#### ① 宾汉型流体

这种流体具有屈服值, 加上一定的压力后, 流体才从静止状态开始流动, 然后象牛顿流体一样, 剪切应力与剪切速率成线性关系(图 6-8C), 直线的斜率是粘度  $\mu$ , 截距  $\tau_y$  是屈服值。沥青、某些乳状液、泥浆等具有这种流变性。宾汉流体的流动方程是:

$$\tau - \tau_y = \mu D \quad (6-15e)$$

式中  $\tau_y$ —屈服值。

#### ② 屈服假塑型流体

这种流体是带有屈服值的假塑型液流体(图 6-8D), 其流变方程为:

$$\tau - \tau_y = K D^n \quad (6-15f)$$

#### ③ 胀流型流体

这种流体与幂律流体的流动方程的差别在于其流态指数  $n$  大于 1 (图 6-8E):

$$\tau = K \dot{\gamma}^n \quad (n > 1) \quad (6-15g)$$

这种类型的液体在压裂液中不多见。

用合成高分子聚合物 (如部分水解聚丙烯酰胺) 制备的压裂液具有不同程度的粘弹性: 温度高、流速低时以粘性为主, 温度低而流速高时则以弹性为主。目前对粘弹性液体的流动行为了解得还不够。

对非牛顿液体流变性质的测定, 可以用旋转粘度计 (如 RV 系列或 FANN 系列) 或用实验室小管道等仪器来测定。不同仪器或同一仪器测定的结果, 有时有很好的对比性, 有时相差也很大。这和配制液体样品的条件以及仪器本身的精度很有关系, 据认为对于粘弹性液体的参数, 以用实验室小直径管道的方法测量为宜。

## (2) 幂律液体流动过程中的视粘度计算

由于多数压裂液在一定条件下具有幂律方程的流变性质, 所以讨论这类液体在压裂过程中的一些流动特征是非常必要的。从地面到地下裂缝中基本上可分为四种流动过程, 即地面管线、井筒、射孔孔眼和裂缝中的流动。当研究这四种流动的摩阻或任一流动部位的视粘度时, 都需要了解这四种流动条件下的剪切速率  $\dot{\gamma}$  (或称为速度梯度)。这四种流动基本上分为两大类, 即管流及缝流。

### 1) 管流

幂律液体在圆管内流动的本构方程为:

$$\tau_w = K \left( \frac{8v}{d} \right)^n \left( \frac{3n+1}{4n} \right)^n \quad (6-16)$$

式中  $v$ —平均流速;

$d$ —管内径;

$K$ —稠度系数;

$n$ —流态指数;

$\tau_w$ —幂律液体圆管内流动时管壁上的剪切应力。

其视粘度为:

$$\mu_w = K \left( \frac{3n+1}{4n} \right)^n \left( \frac{8v}{d} \right)^{n-1} \quad (6-17)$$

式中  $\mu_w$ —幂律液体圆管内流动时的视粘度。

### 2) 缝流

幂律液体在裂缝中流动的本构方程:

$$\tau_w = K \left( \frac{2n+1}{3n} \right)^n \left( \frac{6v}{w} \right)^n \quad (6-18)$$

式中  $w$ —缝宽, m;

$\tau_w$ —缝壁上的剪切应力,  $10^{-1}$ MPa。

在缝中任意断面上压裂液的视粘度为:

$$\mu_f = K \left( \frac{2n+1}{3n} \right)^n \left( \frac{6v}{w} \right)^{n-1} \quad (6-18a)$$

### (3) 摩阻计算

压裂液从泵出口经地面管线—井筒—射孔孔眼进入裂缝, 在每个流动通道内都会因为摩阻而产生压力损失, 压力损失愈大, 造缝的有效压力就愈小, 因此计算这些压力损失, 分析其影响因素, 对准确地确定施工压力和提高能量的利用率都是十分重要的。一般情况下, 由于地面管线比较短, 其摩阻可忽略, 下面主要介绍井筒、射孔孔眼和裂缝内的摩阻计算方法。

#### 1) 油管内摩阻

油管或油套环空内的摩阻可根据流态用相应的摩阻公式计算, 流态由 Metzner-Reed 广义雷诺数确定。

管流广义雷诺数:

$$N_{Re} = \frac{547.3\rho q^{2-n}}{1647.7^n K_p d^{4-3n}} \quad (6-19a)$$

油套环空流广义雷诺数:

$$(N_{Re})_{an} = \frac{820.3\rho q^{2-n}}{2471^n K_{an} (d_c - d_i)^{2-2n} (d_c + d_i)^{2-n}} \quad (6-19b)$$

$$K_{an} = K \left( \frac{2n+1}{3n} \right)^n, \quad K_p = K \left( \frac{3n+1}{4n} \right)^n$$

式中  $d$ —油管内径, cm;

$d_i$ —油管外径, cm;

$d_c$ —套管内径, cm;

$K_p, K_{an}, K$ —管流、环形流和实验室测定的压裂液稠度系数,  $\text{Pa}\cdot\text{s}^n$ ;

$n$ —压裂液流态指数, 无因次;

$\rho$ —压裂液密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ ;

$q$ —流量,  $\text{m}^3/\text{s}$ 。

若广义雷诺数小于 2000, 则为层流, 其幂律液摩阻压力降可用式(6-20)和(6-21)计算:

管流:

$$\Delta P_f = (0.333)(1.647)^n \frac{LK_p q^n}{d^{1+3n}} \quad (6-20)$$

环形流:

$$\Delta P_f = (0.333)(2.741)^n \frac{LK_{an}q^n}{(d_e + d_i)^n (d_e - d_i)^{1+2n}} \quad (6-21)$$

式中  $\Delta P_f$ —摩阻压力降, kPa;

$L$ —油管或环空长度, m。

当广义雷诺数大于 2000 时, 流动为紊流, 紊流时的摩阻压力降计算需要借助于室内实验结果, 计算非常复杂。

## 2) 射孔孔眼摩阻

压裂施工和分析中, 了解压裂液流经孔眼时的摩阻是非常重要的, 这是因为当射孔不足或孔眼发现堵塞时, 将导致井筒内压力大大提高, 有时甚至会使油管或套管破裂。而在限流法压裂设计中, 却需要有意限制射孔数以产生高的井底压力, 使具有不同闭合压力的油层同时压开。在压裂施工分析中, 只有当射孔摩阻压力降已知时, 才能准确地计算裂缝内靠近井筒处的压力(即常说的“井底压力”), 进行相应的压裂压力分析。

射孔孔眼的摩阻计算也是很复杂的, 对恒定流量摩阻计算公式如下:

$$(\Delta P_f)_{perf} = \frac{B\rho q_0^2}{d_0^4} \quad (6-22)$$

式中  $B$ —比例常数 ( $B=0.20\sim 0.50$ );

$q_0$ —通过孔眼流量,  $m^3/s$ ;

$d_0$ —孔眼直径, cm;

$(\Delta P_f)_{perf}$ —通过孔眼处摩阻, kPa;

$\rho$ —压裂液密度,  $kg/m^3$ 。

## 3) 裂缝内摩阻压力降

幂律液体流经裂缝的压力降可按无限大平行板之间的层流作近似处理, 摩阻计算式为:

$$\Delta P_f = (0.167)(80.85)^n L_f K_f W_f^{-2n-1} \left( \frac{q_f}{H_f} \right)^n \quad (6-23)$$

$$K_f = K \left( \frac{2n+1}{3n} \right)^n$$

式中  $K_f$ —缝流幂律液稠度系数,  $Pa \cdot s^n$ ;

$H_f$ —裂缝高度, m;

$W_f$ —裂缝平均宽度, cm;

$L_f$ —裂缝单翼长度, m;

$q_f$ —单翼裂缝内流量,  $m^3/s$ 。

## 6.3 支撑剂

水力压裂的目标是在油气层内形成足够长度的高导流能力填砂裂缝，所以，水力压裂工程中的各个环节都是围绕这一目标，并以此选择支撑剂类型、粒径和携砂液性能，以及施工工序等。

填砂裂缝的导流能力是在油层条件下，填砂裂缝渗透率与裂缝宽度的乘积，常用FRCD表示，导流能力也称为导流率。

### 6.3.1 支撑剂的要求

#### (1) 粒径均匀，密度小

一般地，水力压裂用支撑剂的粒径并不是单一的，而是有一定的变化范围，如果支撑剂分选程度差，在生产过程中，细砂会运移到大粒径砂所形成的孔隙中，堵塞渗流通道，影响填砂裂缝导流能力，所以对支撑剂的粒径大小和分选程度是有一定要求的。以国内矿场常用的20/40目支撑剂为例，最少有90%的砂子经过筛析后位于20~40目之间，同时要求大于第一个筛号的砂重小于0.1%。而小于最后一个筛子的量不能大于1%。

比较理想的支撑剂要求密度小，最好小于 $2000\text{kg/m}^3$ ，以便于携砂液携带至裂缝中。

#### (2) 强度大，破碎率小

支撑剂的强度是其性能的重要指标。由于支撑剂的组成和生产制作方法不同，其强度的差异也很大，如石英砂的强度为 $21.0\sim 35.0\text{MPa}$ ，陶粒的强度可达 $105.0\text{MPa}$ 。水力压裂结束后，裂缝的闭合压力作用于裂缝中的支撑剂上，当支撑剂强度比缝壁面地层岩石的强度大时，支撑剂有可能嵌入地层里；缝壁面地层岩石比支撑剂强度大，且闭合压力又大于支撑剂强度时，支撑剂易被压碎，这两种情况却会导致裂缝闭合或渗透率很低。所以为了保证填砂裂缝的导流能力，在不同闭合压力下，对各种目数的支撑剂的强度和破碎率有一定要求。

#### (3) 园球度高

支撑剂的园度表示颗粒棱角的相对锐度，球度是指砂粒与球形相近的程度。园度和球度常用目测法确定，一般在10到20倍的显微镜下或采用显微照相技术拍照，然后再与标准的园、球度图版对比，确定砂粒的园球度。用园球度不好的支撑剂其填砂裂缝的渗透率差且棱角易破碎，粉碎形成的小颗粒会堵塞孔隙，降低其渗透性。

#### (4) 杂质含量少

支撑剂中的杂质对裂缝的导流能力是有害的。天然石英砂，其杂质主要是碳酸盐、长石、铁的氧化物及粘土等矿物质。一般用水洗、酸洗(盐酸、土酸)消除杂质，处理后

的石英砂强度和导流能力都会提高。

#### (5)来源广，价廉

### 6.3.2 支撑剂的类型

支撑剂按其力学性质分为两大类：脆性支撑剂，如石英砂、玻璃球等，特点是硬度大，变形小，在高闭合压力下易破碎；韧性支撑剂，如核桃壳、铝球等，特点是变形大，承压面积随之加大，在高闭合压力下不易破碎。目前矿场上常用的支撑剂有两种：一是天然砂和陶粒；二是人造支撑剂。此外，在压裂中曾经使用过核桃壳、铝球、玻璃珠等支撑剂，由于强度、货源和价格等方便的原因，现多已淘汰。

#### (1)天然砂

自从世界上第一口压裂井使用支撑剂以来，天然砂已广泛使用于浅层或中深层的压裂(1500米)，而且都有很高的成功率。高质量的石英砂往往都是古代的风成砂丘，在风力的搬运和筛选下沉砂而成，因此石英含量高，粒径均匀，园球度也好；另外石英砂资源很丰富，价格也便宜。世界上有多处开采质量较高石英砂，如美国的Ottwa砂，北部白砂，我国的兰州砂、通辽砂等。

天然砂的主要矿物成分是粗晶石英，没有晶体解理，但在高闭合压力下会破碎成小碎片，虽然仍能保持一定的导流能力，但效果已大大下降，所以在深井中应慎重使用。石英砂的最高使用应力为21.0~35.0MPa。

#### (2)人造支撑剂(陶粒)

最常用的人造支撑剂是烧结铝矾土，即陶粒。它的矿物成份是氧化铝、硅酸盐和铁—钛氧化物；形状不规则，园度为0.65、密度为3800kg/m<sup>3</sup>，强度很高，在70.0MPa的闭合压力下，陶粒所支撑缝的渗透率约比天然砂的高一个数量级，因此它能适用深井高闭合压力的油气层压裂。对一些中深井，为了提高裂缝导流能力也常用陶粒作尾随支撑剂。

国内矿场应用较多的有宜兴陶粒和成都陶粒，强度上也有低、中、高之分，低强度适用的闭合压力为56.0MPa，中强度约为70.0~84.0MPa，高强度达105.0MPa，已基本上形成了比较完整和配套的支撑剂体系。

陶粒的强度虽然很大，但密度也很高，给压裂施工带来一定的困难，特别在深井条件下由于高温和剪切作用，对压裂液性能的要求很高。为此，近年来研制了一种具有空心或多孔的陶粒，其空心体积约为30%，视密度接近于砂粒。试验表明：这种多孔或空心陶粒的强度与实心陶粒相当，因而实现了低密度高强度的要求。但由于空心陶粒的制作比较困难，目前现场还没有广泛使用。

#### (3)树脂包层支撑剂

树脂包层支撑剂是中等强度低密度或高密度，能承受56.0~70.0MPa的闭合压力，适用于低强度天然砂和高强度陶粒之间强度要求的支撑剂。其密度小，便于携砂与铺砂。

它的制作方法是用水树脂把砂粒包裹起来，树脂薄膜的厚度约为 0.0254mm，约占总重量的 5% 以下。树脂包层支撑剂可分为固化砂与预固化砂，固化砂在地层的温度和压力下固结，这对于防止地层出砂和压裂后裂缝的吐砂有一定的效果；预固化砂则在地面上已形成完好的树脂薄膜包裹砂粒，象普通砂一样随携砂液进入裂缝。

树脂包层支撑剂具有如下优点：

①树脂薄膜包裹起来的砂粒，增加了砂粒间的接触面积，从而提高了抵抗闭合压力的能力；

②树脂薄膜可将压碎的砂粒小块、粉砂包裹起来，减少了微粒间的运移与堵塞孔道的机会，从而改善了填砂裂缝导流能力。

③树脂包层砂总的体积密度比上述中强度与高强度陶粒要低很多，便于悬浮，因而降低了对携砂液的要求。

④树脂包层支撑剂具有可变形的特点，使其接触面积有所增加，可防止支撑剂在软地层的嵌入。

### 6.3.3 支撑剂在裂缝内的分布

支撑剂在裂缝内的分布状况，决定了压裂后填砂裂缝的导流能力和增产效果。为使压裂后能最大限度发挥油层的潜力和裂缝的作用，设计的裂缝导流能力需要按一定的规律变化。根据裂缝内的渗流特性，靠近井筒处的导流能力应该最大而在缝端最小，以便减少裂缝内的渗流阻力。要实现这一目标，必须根据支撑剂在裂缝内的分布规律及导流能力要求设计。

支撑剂在裂缝内的分布规律随裂缝类型(水平、垂直缝)和携砂液性能而异，由于国内大部分油田压裂形成的裂缝为垂直缝，这里主要介绍高粘压裂液(全悬浮型)垂直裂缝内支撑剂浓度与地面砂比的关系，以及低粘压裂液(沉降型)垂直裂缝内支撑剂的分布规律。

#### (1)全悬浮型支撑剂分布

高粘压裂液一般是指压裂液粘度足以把支撑剂完全悬浮起来，在整个施工过程中没有支撑剂的沉降，停泵后支撑剂充满整个裂缝内，因而携砂液到达的位置就是支撑裂缝的位置。这种压裂液称为全悬浮压裂液，对全悬浮压裂液可以建立裂缝内砂浓度与地面砂比的关系。

裂缝内的砂浓度(也称为裂缝内砂比)是指单位体积裂缝内所含支撑剂的质量，裂缝闭合后的砂浓度(也称铺砂浓度)指单位面积裂缝上所铺的支撑剂质量。地面砂比有两种不同的定义方法：一种是单位体积混砂液中所含的支撑剂质量；另一种是支撑剂体积与压裂液体积之比，两者可以通过简单的关系式转换。为简单起见，下面以第一种砂比定义，讨论裂缝内砂浓度与地面砂比的关系。

假设地面每注入体积为  $VF(\text{m}^3)$  的含砂液体为一个处理单元，时间  $t$  是注入此单元所需的时间。在  $t$  时间内从此单元含砂液中滤失的体积百分数为：

$$\text{滤失}\% = \frac{\text{滤失体积}}{\text{地面单元体积液在缝中的剩余体积}(SV)} \quad (6-24)$$

$$\begin{aligned} \text{滤失体积} &= \text{滤失速度} \times \text{滤失面积} \times \text{时间} \\ &= \frac{C}{\sqrt{t}} \left( SV \times \frac{1}{W} \times 2 \right) \times t \end{aligned} \quad (6-25)$$

式中  $C$  — 地层综合滤失系数， $\text{m}/\sqrt{\text{min}}$ ；

$SV$  — 地面单元液体在缝内滤失后的体积， $\text{m}^3$ ；

$W$  — 缝宽， $\text{m}$ 。

滤失体积百分数则为：

$$\text{滤失}\% = \frac{SV \times \frac{1}{W} \times 2 \times \frac{C}{\sqrt{t}} \times t}{SV} = \frac{2}{W} \times \frac{C}{\sqrt{t}} \times t \quad (6-26)$$

式(6-26)是在  $t$  时间末的滤失百分数， $\frac{SV}{W}$  是缝内产生滤失的单面面积。按此方法可以计算出任意  $n$  个  $t$  后的剩余液体体积。如果把单元体积  $VF(\text{m}^3)$  在  $t$  时间后的滤失百分数作为  $i$  (相当于利率)，利用复合利息公式可算出  $n$  个时间  $t$  后的剩余体积

$$SV = \frac{VF}{(1+i)^n} \quad (6-27)$$

经滤失后的缝内砂浓度  $C_s$  为

$$C_s = \frac{VF \times C_0}{VF} = C_0 (1+i)^n \quad (6-28)$$

式中  $C_0$ 、 $C_s$  — 地面加砂浓度与缝内  $n$  个时间  $t$  后的砂浓度， $\text{kg}/\text{m}^3$ 。

由式(6-28)看出随着时间的增加，缝内砂浓度也随之提高，如果以注入单元体积数  $S$  代替  $n$ ，式(6-28)可写为

$$C_0 = \frac{C_s}{(1+i)^S} \quad (6-29)$$

由式(6-29)看出：要求缝内保持一定的砂浓度(相当于一定的导流能力)时，地面砂浓度随着注入单元体积而变化。由于常常从缝的前端向井底进行计算，所以用  $(S_r - S)$  代替指数  $S$ ，并将  $i$  以具体参数代入式(6-29)，得到

$$C_0 = \frac{C_s}{\left( 1 + \frac{2}{W} \times \frac{C}{\sqrt{t}} \times t \right)^{S_r - S}} \quad (6-30)$$

式中  $S_T$ —总注入单元体积数。

由于滤失速度  $C/\sqrt{t}$  是随时间而变化的, 把滤失时间取平均值, 则式(6-30)应为:

$$C_0 = \frac{C_s}{\left(1 + \frac{2C \times t}{W \sqrt{(S_T + S_p) \times t/2}}\right)^{S_T - S}} \quad (6-31)$$

式中  $S_p$  是前置液体积的单元数。

为了计算出在停泵时缝内液体体积, 从而进一步确定支撑剂支撑的面积及缝的长度, 可以按平均滤失速度求出总滤失量。停泵时缝内液体体积  $V_F$  为:

$$V_F = \frac{V_T}{1 + \frac{2C \times t \times S_T}{W \sqrt{(S_T + S_p) \times t/2}}} \quad (6-32)$$

式中  $V_T$ —地面注入液体的总体积,  $m^3$ ;

$V_F$ —停泵时, 缝内的液体体积,  $m^3$ 。

理想情况下, 如果要求裂缝内每段的渗流阻力相等, 在忽略裂缝内流动阻力的情况下, 可以认为裂缝内的 FRCD 从缝端到井底是线性增加的, 因而也要求砂浓度呈线性增加。若由设计的平均导流能力和设备允许能力确定缝端砂浓度  $C_{s1}$  和井底砂浓度  $C_{sw}$  (最大), 则可以确定裂缝内任一点的砂浓度, 进而可以设计出地面相应的加砂程序(砂比是连续变化的)。这是理想的加砂方法, 实际地面砂比往往是跳跃性增加的。

使用完全悬浮液体作为携砂液体, 适合于低渗透率地层, 在这里并不需要很高的填砂裂缝导流能力就能有很好的增产效果。因为低渗透率岩层, 滤失液量也不会多, 不会因为造成一定导流能力的填砂裂缝, 在施工中就难以实现所要求的加砂浓度。

虽然有时这种悬浮填砂受缝宽的限制, 其导流能力小于沉降加砂缝的导流能力, 但它的支撑面积很大, 能最大限度地压开的面积全部支撑起来, 因而具有很大的优越性。在一定条件下, 如果沉降出来的是砂堤, 虽然缝较宽, 但沉砂缝往往由于填砂缝较短, 填砂缝高也比悬浮式的小, 这样就需要具体地加以比较, 才能择优采用。

## (2) 沉降型支撑剂分布

矿场实际使用的压裂液, 由于剪切和温度等降解作用, 在裂缝内的携砂性能并不能达到全悬浮, 在裂缝延伸过程中, 部分支撑剂随携砂液一起向缝端运动, 另一部分则可能沉降下来。支撑剂沉降速度、砂堤堆起高度等都与裂缝参数(长、宽、高)有关。目前研究支撑剂沉降和在裂缝内的分布规律仍基于六十年代巴布库克的实验结果, 该实验模型是用两块 8 ft (244 cm) 长、1 ft (30 cm) 高的平行安装的透明板。缝宽可以调节(4.76 到 25.4 mm)。使用的液体有牛顿液体(0.64~90 mPa·s)与非牛顿液体(胍胶溶液, 视粘度约为 1.5~900 mPa·s)。使用的支撑剂的密度变化范围为 1040~2650 kg/m<sup>3</sup>, 粒径为

60/80, 40/60, 20/40, 10/20 目, 加砂浓度的范围为 1.6~43.2%, 上述参数大致在矿场压裂工艺的范围之内。分析多次实验结果得出如下的规律。

### 1) 支撑剂在缝高度上的分布

携带支撑剂的液体进入裂缝后, 固体颗粒主要受到水平方向液体携带力、垂直向下重力以及向上浮力的作用, 当颗粒相对于携带液有沉降运动时, 还会受到粘滞阻力作用。使用低粘压裂液作为携砂液时, 由于颗粒的重力大于浮力与阻力, 所以具有很大的沉降倾向, 沉在缝底形成砂堤。砂堤减少了携砂液的过水流断面, 使流速提高。液体的流速逐渐达到使颗粒处于悬浮状态的能力, 此时颗粒停止沉降, 这种状态称为平衡状态。平衡时的流速称为平衡流速, 平衡流速可以定义为携带颗粒最小的流速。在此流速下, 颗粒的沉积与卷起处于动平衡状态。

在平衡状态下, 垂直裂缝中颗粒的垂直剖面上存在着浓度差别, 可以分为四个区域, 如图 6-10 所示。区域 I 是沉降下来的砂堤, 在平衡状态下砂堤的高度为平衡高度; 区域 II 是在砂堤面上的颗粒滚流区; 区域 III 则是悬浮区, 虽然颗粒都处于悬浮状态, 但不是均匀的, 存在浓度梯度; 最上面的 IV 区是无砂区。

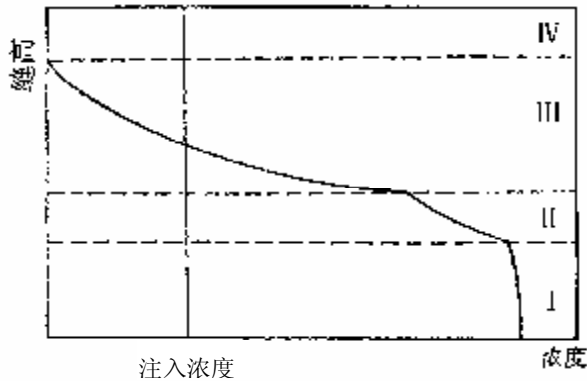


图 6-10 颗粒在缝高上的浓度分布

在平衡状态下增加地面排量, 则 I、II 与 IV 区均将变薄, III 区则变厚, 如果流速足够大, I 区可能完全消失。再进一步增加排量, 缝内的浓度梯度剖面消失, 成为均质的悬浮流。

用低粘压裂液携带支撑剂时, 平衡流速和砂堤的堆起速度是很重要的。

### 2) 平衡流速

平衡流速定义为

$$V_{EQ} = \frac{Q}{Wh_{EQ}} \quad (6-33)$$

式中  $V_{EQ}$ —平衡流速, m/s;

$W$ —缝宽, m;

$Q$ —压裂液排量,  $\text{m}^3/\text{s}$ ;

$h_{EQ}$ —平衡时流动断面的高度, m; 若缝高为  $H_0$ , 则  $h_{EQ} = H_0 - H_{EQ}$ ;

$H_{EQ}$ —砂堤的平衡高度, m。

砂堤的平衡高度  $H_{EQ}$ :

$$H_{EQ} = H_0 - h_{EQ} = H_0 - \frac{Q}{WV_{EQ}} \quad (6-34)$$

巴布库克在解决平衡流速这一问题时, 采用了汤姆斯的解法。汤姆斯利用颗粒自由沉降速度与阻力速度(或称摩擦速度、剪应力速度)的比值  $U_p/(U_w)_{EQ}$ , 先得到阻力速度  $(U_w)_{EQ}$ , 然后再利用此阻力速度求出平衡流速  $V_{EQ}$ , 这里的阻力速度是平衡条件下的值。

阻力速度是用来分析流动分布的重要参数, 定义为:

$$(U_w)_{EQ} = \sqrt{\frac{(\tau_w)_{EQ}}{\rho_{sc}}}$$

式中  $(U_w)_{EQ}$ —阻力速度, m/s;

$(\tau_w)_{EQ}$ —平衡时壁面上的剪切应力, Pa;

$\rho_{sc}$ —砂—液混合物密度,  $\text{kg}/\text{m}^3$ 。

平衡时壁面上的剪切应力是在模型中当流动达到平衡状态时, 测量缝两端的压力差  $\Delta P$  后, 利用下列等式计算出来的,

$$\tau_w = \frac{\Delta P W}{2L} \quad (6-35)$$

式中的  $W$  与  $L$  分别是模型的缝宽与缝长。使用不同粒径的支撑剂、不同的缝宽、不同的液体及排量进行实验, 从实验数据可计算出各种条件下的阻力速度值。

选用沉降匀速与平衡时的阻力速度的无因次量, 是因为颗粒的沉降匀速代表了重力作用的大小, 阻力速度则是反映了流体紊流的程度, 它们是确定颗粒是处于悬浮状态还是沉降下来的两个主要参数。在双对数坐标纸上以两个速度的无因次比值为纵坐标, 以颗粒沉降雷诺数与其几何尺寸的乘积为横坐标处理实验数据, 对牛顿液体与非牛顿液体得到两条直线, 它们的方程式分别是

牛顿液体:

$$\frac{U_p}{(U_w)_{EQ}} = 0.054 \left( \frac{U_p d_p \rho}{\mu} \sqrt{\frac{4R_h}{d_p}} \right)^{0.50} \quad (6-36)$$

非牛顿液体:

$$\frac{U_p}{(U_w)_{EQ}} = 0.041 \left( \frac{U_p d_p \rho}{\mu_a} \sqrt{\frac{4R_h}{d_p}} \right)^{0.71} \quad (6-37)$$

式中  $U_p$ —颗粒沉降匀速, m/s;

$(U_w)_{EQ}$ —平衡时的阻力速度, m/s;

$d_p$ —颗粒直径, mm;

$\mu$ —液体粘度, mPa·s;

$\rho$ —液体密度, kg/m<sup>3</sup>;

$R_h$ —缝的水力半径, mm。

$$4R_h = 4 \frac{WH_0}{2(W+H_0)} \approx 2W$$

阻力速度与平衡流速的关系可用下二式表示:

$$V_{EQ} = \left[ \frac{(U_w)_{EQ}}{3.46} \right]^2 \left( \frac{\rho_{sc} 4R_h}{\mu} \right) \quad (\text{层流}) \quad (6-38)$$

$$V_{EQ} = \left[ \frac{(U_w)_{EQ}}{0.2} \right]^{1.143} \left( \frac{4R_h \rho}{\mu} \right)^{0.143} \left( \frac{\rho}{\rho_{sc}} \right)^{0.571} \quad (\text{紊流}) \quad (6-39)$$

$$\rho_{sc} = \frac{1000 + C_0}{1 + \frac{C_0}{2650}} \quad (6-40)$$

式中  $\rho_{sc}$ —混砂液密度, kg/m<sup>3</sup>;

$C_0$ —砂浓度, kg/m<sup>3</sup>。

我国矿场上常以砂比  $S$  (小数或百分数) 表示加砂浓度, 砂比是砂堆体积与压裂液体积之比, 此时砂液混合物的密度将是:

$$\rho_{sc} = \frac{1000 + S \times 2650(1 - \Phi)}{1 + S(1 - \Phi)} \quad (6-41)$$

式中 1000 代表每方压裂液的近似重量 (kg),  $S$  是砂比 (以小数表示),  $\Phi$  是砂堆的孔隙度 (一般 35~40%), 2650 是砂粒的密度 (kg/m<sup>3</sup>)。

将得到的平衡流速  $V_{EQ}$  值, 代入式 (6-34) 中, 即得到沉砂的平衡高度。在计算中, 应注意  $Q$  的值。如垂直缝是以井轴为对称的两条相等的缝, 则进入单翼缝中的流量, 应

为地面总排量的一半。

### 3) 砂堤的堆起速度

由于平衡流速  $V_{EQ}$  是携带砂子的最低流速，所以砂堤的堆起速度必然与缝中的实际流速与平衡流速的速度差有关。当缝中流速达到平衡流速时，砂堤停止增高，处于平衡状态，因此：

$$\frac{dH}{dt} = K'(V_{EQ} - V) \quad (6-42)$$

式中  $\frac{dH}{dt}$ —砂堤的堆起速度，m/s；

$H$ —缝中砂堤在任意时刻的高度，m；

$V$ —缝内流速，m/s；

$K'$ —是比例系数。

因为砂堤的堆起速度与砂堤上面过流高度  $h$  的变化方向相反，所以：

$$\frac{dh}{dt} = -\frac{dH}{dt} \quad \text{及} \quad V = \frac{Q}{Wh}, \quad V_{EQ} = \frac{Q}{Wh_{EQ}}$$

代入(6-42)整理后得到

$$-\frac{hdh}{(h-h_{EQ})} = \frac{K'Q}{Wh_{EQ}} dt \quad (6-43)$$

式中  $h = H_0 - H$ ,  $h_{EQ} = H_0 - H_{EQ}$

积分式(6-43)，当  $t=0$ ， $h=H_0$ ，整理后得：

$$1 - U - Z \ln U = Kt \quad (6-44)$$

式中  $U = \frac{h-h_{EQ}}{H_0-h_{EQ}}$ ,  $Z = \frac{h_{EQ}}{H_{EQ}}$ ,  $K = \frac{K'Q}{Wh_{EQ}H_{EQ}}$ 。

等式(6-44)的左端是  $U$  的函数，利用实测砂堤堆起高度与时间  $t$  的关系确定  $K$  值，再用  $K$  值求出  $K'$  的值。巴布库克以  $K'$  与  $(C)^{0.12} \left( \frac{\rho}{\rho_s - \rho} \right)^{0.45} \left( \frac{h_{EQ}}{H_{EQ}} \right)^{0.19} \left( \frac{U_P}{V_{EQ}} \right)^{0.86}$  在双对数坐标上绘出它们的函数关系时，是一条直线，直线的斜率为 0.216，故，

$$K' = 0.216 (C)^{0.12} \left( \frac{\rho}{\rho_s - \rho} \right)^{0.45} \left( \frac{h_{EQ}}{H_{EQ}} \right)^{0.19} \left( \frac{U_P}{V_{EQ}} \right)^{0.86} \quad (6-45)$$

式中的  $C$  值为砂子与压裂液的体积比，即砂比  $S$ 。

至此，任意时间  $t$  所对应的砂堤高度  $H$  可以利用式(6-42)或(6-44)解出。

### 4) 平衡时间

在计算砂堤达到平衡高度  $H_{EQ}$  所需要的时间  $t_{EQ}$  时假设砂堤达到平衡高度的 95%，就认为已经达到平衡高度，此时  $U$  函数：

$$U = \frac{h-h_{EQ}}{H_0-h_{EQ}} = \frac{0.05H_{EQ}}{H_{EQ}} = 0.05$$

故  $1-0.05-Z(\ln 0.05)=Kt_{EQ}$

所以

$$t_{EQ} = \frac{0.95+3Z}{K} \quad (6-46)$$

式中  $t_{EQ}$ —砂堤达到平衡高度所需要的时间, min。

如果采用压裂液的粘度 2 mPa·s (牛顿液体), 砂粒密度 2650 kg/m<sup>3</sup>, 压裂液密度 1000 kg/m<sup>3</sup>, 缝宽 4.76mm, 缝高 4.6m, 粒径 1.143mm, 砂比=9%, 排量  $Q=0.8\text{m}^3/\text{min}$  (两翼)。

用上述方法可求得:

砂粒沉降匀速	$U_p=0.14 \text{ m/s}$
阻力速度	$(U_w)_{EQ}=0.168 \text{ m/s}$
平衡流速	$V_{EQ}=2.93 \text{ m/s}$
缝中雷诺数	$R_e=14460$ ( $R_e>3000$ 故应按紊流公式计算)
平衡时过流断面高度	$h_{EQ}=0.48 \text{ m}$
平衡高度	$H_{EQ}=4.12 \text{ m}$
比例系数	$K=0.117, K'=0.0065$
平衡时间	$t_{EQ}=4.7\text{min}$

从这个例子看到, 当平衡时, 砂堤的高度已达到缝高的 90% 以上, 由于携砂液的粘度低, 砂的粒径大, 所以砂堤的堆起速度是很快的, 不到 5 分钟就达到平衡状态。

不难看出, 砂子在沉积过程中, 填满了动裂缝宽度, 象本例的情况, 填砂缝宽差不多在 4 毫米以上, 虽然闭合后缝宽要窄些, 按 2/3 计算还有 2 毫米多, 一般说来, 比悬浮携砂的宽度要大。当前的压裂设计方法比例题要复杂, 因为裂缝的几何尺寸既是时间又是位置的函数, 考虑到液体的滤失, 缝内的流速也是时刻在变化的, 所以目前一般采用计算机软件进行求解。

实际上支撑剂理论分布的假设是不存在的, 砂子粒径不是均一的, 流速在裂缝中是变化的, 粘度也不能保持恒定, 这样就出现了复杂的布砂现象。有的砂沉下来了, 有的砂还被携带着往远处流动, 直到流速低于该粒径的平衡流速, 这种复杂条件下的沉砂及沉砂剖面, 可用数值方法在计算机上计算。为使技术上有一定的灵活性, 除了加砂程序外, 还应当有一套与之相配合的压裂液程序, 以能适应排量与液体粘度变化的要求。

### 6.3.4 支撑剂的选择

支撑剂的选择主要是指选择其类型和粒径, 选择的目的是为了达到一定的裂缝导流能力。由于压裂井的产量主要取决于裂缝长度和导流能力, 所以在选择支撑剂和设计压

裂规模时，应立足于油层条件，要最大限度发挥油层潜力，提高单井产量。研究表明：对低渗地层，水力压裂应以增加裂缝长度为主，但为了有效利用裂缝也需要有足够的导流能力；对中高渗地层，水力压裂应以增加裂缝导流能力为主。因此，支撑剂的选择非常重要。

影响支撑剂选择的因素有：

#### ①支撑剂的强度

选用支撑剂首先要考虑其强度。如果支撑剂的强度不能抵抗闭合压力，它将被压碎并导致裂缝导流能力下降，甚至压裂失败。一般地，对浅地层（深度小于 1500m）且闭合压力不大时使用石英砂；对于深层且闭合压力较大时多使用陶粒；对中等深度（2000m 左右）的地层一般用石英砂，尾随部分陶粒。

#### ②粒径及其分布

虽然大粒径支撑剂在低闭合压力下可得到高渗透的填砂裂缝，但还要视地层条件而定，对疏松或可能出砂的地层，要根据地层出砂的粒径分布中值确定支撑剂粒径，以防止地层砂进入裂缝堵塞孔道。

由于粒径愈大，所能承受的闭合压力愈低，所以在深井中受到破碎及铺砂等诸因素限制，也不宜使用粗粒径砂。

#### ③支撑剂类型

不同类型支撑剂在不同闭合压力和铺砂浓度条件下，支撑裂缝导流能力相差很大，图 6-11 是石英砂和陶粒在铺砂浓度分别为 4.87 和 9.75kg/m<sup>2</sup>时的导流能力随闭合压力变化的曲线。从图中可以看到：在低闭合压力下，陶粒和石英砂支撑裂缝的导流能力相近，在高闭合压力下，陶粒要比石英砂所支撑裂缝的导流能力大一个数量级；同时也可以看到铺砂浓度愈大，导流能力也愈大。这也是为什么要提高施工砂比的依据之一。

#### ④其它因素

支撑剂的嵌入是影响裂缝导流能力的一个因素，颗粒在高闭合压力下嵌入到岩石中，由于增加了抗压面积，有可能提高它的抵抗闭合压力的能力，但由于嵌入而使裂缝变窄，从而降低了导流能力。

其它如支撑剂的质量、密度以及颗粒园球度等也都会影响裂缝的导流能力。



图 6-11 石英砂与陶粒的导流能力对比图

## 6.4 压裂设计

压裂设计是压裂施工的指导性文件，它能根据地层条件和设备能力优选出经济可行的增产方案。由于地下条件的复杂性以及受目前理论研究的水平所限，压裂设计结果(效果预测和参数优选)与实际情况还有一定的差别，随着压裂设计的理论水平的不断提高、对地层破裂机理和流体在裂缝中流动规律认识的进一步深入，压裂设计方案对压裂井施工的指导意义会逐步有所改善。

压裂设计的基础是对压裂层的正确认识，包括油藏压力、渗透性、水敏性、油藏流体物性以及岩石抗张强度等，并以它们为基础设计裂缝几何参数，确定压裂规模以及压裂液与支撑剂类型等。施工加砂方案设计及其排量等受压裂设备能力的限制，特别是深井破裂压力高，要求有较高的施工压力，对设备的要求很高。

压裂设计的原则是最大限度发挥油层潜能和裂缝的作用，使压裂后油气井和注入井达到最佳状态，同时还要求压裂井的有效期和稳产期长。压裂设计的方法是根据油层特性和设备能力，以获取最大产量(增产比)或经济效益为目标，在优选裂缝几何参数基础上，设计合适的加砂方案。压裂设计方案的内容包括：裂缝几何参数优选及设计；压裂

液类型、配方选择及注液程序；支撑剂选择及加砂方案设计；压裂效果预测和经济分析等。对区块整体压裂设计还应包括采收率和开采动态分析等内容。

这里以压裂后油井产量(或净现值)为目标，介绍单井压裂设计方法，有关区块整体压裂改造方案设计见本书第十章。

#### 6.4.1 影响压裂井增产幅度的因素

影响压裂井增产幅度的因素主要是油层特性和裂缝几何参数。油层特性主要是指压裂层的渗透率、孔隙度、流体物性、油层能量、含油丰度和泄油面积等；裂缝参数是指填砂裂缝的长、宽、高和导流能力。麦克奎尔与西克拉用电模型作出了垂直裂缝条件下增产倍数与裂缝几何尺寸和导流能力的关系曲线(图 6-12)。该曲线基于以下假设：拟稳定流动；定产或定压生产；正方形泄油面积；外边界封闭；可压缩流体；裂缝穿过整个产层。

该图的纵坐标是无因次增产倍数：

$$J_f/J_0\left(\frac{7.13}{\ln 0.472R_e/r_w}\right)$$

式中  $J_0, J_f$ —压裂前后油井的采油指数；

$R_e, r_w$ —油井供液半径和井筒半径。

横坐标为相对导流能力：

$$\frac{K_f W_f}{K} \sqrt{\frac{40}{A \times 2.471 \times 10^{-4}}}$$

式中  $K_f W_f$ —裂缝导流能力， $\mu\text{m}^2\text{-m}$ ；

$K$ —地层渗透率， $\mu\text{m}^2$ ；

$A$ —井控面积(泄油面积)， $\text{m}^2$ 。

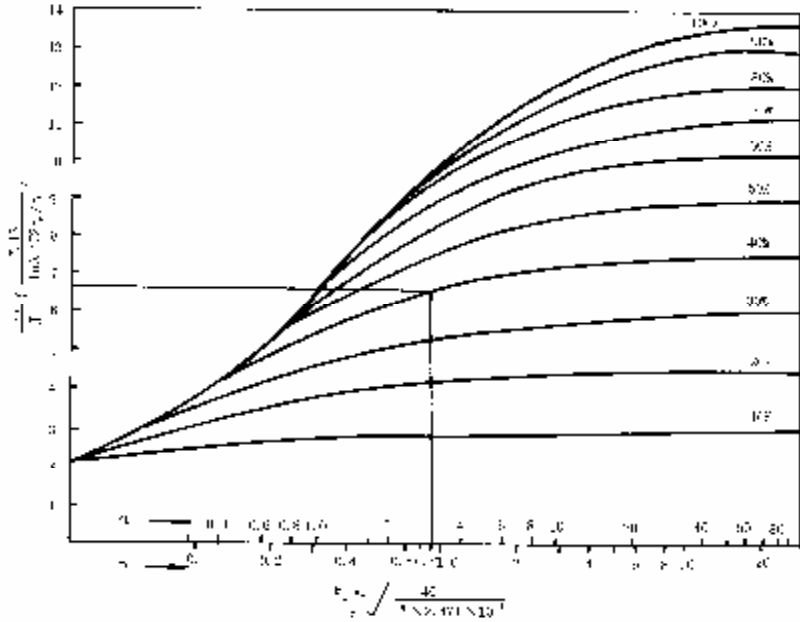


图 6-12 麦克奎—西克拉垂直裂缝增产倍数曲线

横坐标根号内的数字是当井控面积不是 40 英亩时的修正系数；纵坐标括号内的数字是当井径不是 6 英寸时的修正系数。曲线上的数字是缝长(单翼)与供油半径的比(称为裂缝的穿透比)。可以把横坐标上的数值看成裂缝与油层导流能力的比值，在同样情况下，裂缝导流能力愈高，则增产倍数也愈高，造缝愈长，倍数也愈高。从曲线的变化趋势上看，在横坐标上以  $0.4 \mu\text{m}^2\text{-m}$  为界，在它的左边要提高增产倍数，则应以增加裂缝导流能力为主。以裂缝长度为供油半径的 50% 这条曲线为例，导流能力比从 0.1 提高到 0.4，增产倍数则从 3 倍提高到 6 倍多。此时增加缝长对增加倍数并不起多大的作用。在 0.4 的左边，曲线趋于平缓，增产主要靠增加缝的长度，进一步提高裂缝的导流能力基本上不能增加增产倍数。从增长倍数曲线可以得到如下结论：

①在低渗油藏中，增加裂缝长度比增加裂缝导流能力对增产更有利。因为对低渗油层容易得到高的导流能力，要提高增产倍数，应以加大裂缝长度为主，这是当前在压裂特低渗透层时，强调增加裂缝长度的依据。而对高渗地层正好相反，应以增加导流能力为主。

②对一定的裂缝长度，存在一个最佳的裂缝导流能力。因为对一定的油层条件，油层的供液能力是有限的，所要求的渗流条件(导流能力)也是有限的，过分追求高导流能力是不必要的。

#### 6.4.2 裂缝几何参数计算模型

裂缝几何参数的准确计算是预测压后产量和经济评价的基础。从 50 年代中期起，人们相继研究并发展了多种压裂设计模型，随着对压裂液流变性，固—液两相流和岩石破裂、延伸等机理的深入研究，压裂设计模型也愈来愈接近实际。目前矿场上使用的设计模型有二维(PKN、KGD)，拟三维(P3D)和真三维模型，它们的主要差别是裂缝的扩展和裂缝内的流体流动方式不同。二维模型假设裂缝高度是常数，即流体仅沿缝长方向流动；拟三维模型和真三维模型缝高沿缝长方向是变化的，不同的是前者裂缝内仍是一维流动(缝长)，后者在缝长、缝高方向均有流动(即存在压力降)，国内已研制了拟三维和真三维模型，在地应力和岩石力学资料比较齐全的情况下，尽可能选用拟三维或真三维模型进行设计。地层条件比较单一时也可采用二维模型。

### (1) 卡特模型

1957 年，卡特在考虑了液体渗滤条件下，导出了裂缝面积公式，如果缝宽已知，则可求出水平裂缝半径和垂直裂缝长度。基本假设如下：

- ① 裂缝是等宽的；
- ② 压裂液从缝壁面垂直而又线性地渗入地层；
- ③ 缝壁上某点的滤失速度取决于此点暴露于液体中的时间；
- ④ 缝壁上各点的速度函数是相同的；
- ⑤ 裂缝内各点压力相等，等于井底延伸压力。

水力压裂过程中，注入裂缝中的压裂液  $Q(t)$ ，一部分滤失于地层  $Q_L(t)$ ，一部分使裂缝的体积增加，即

$$Q(t) = Q_L(t) + Q_f(t) \quad (6-47)$$

1) 滤失量  $Q_L(t)$ ：

$$Q_L(t) = 2 \int_0^{A(t)} v(t) dA(t) \quad (6-48)$$

式中  $Q_L(t)$ —单位时间内压裂液滤失量， $\text{m}^3/\text{min}$ ；

$v(t)$ —滤失速度， $\text{m}/\text{min}$ ；

$A(t)$ —裂缝单面面积， $\text{m}^2$ 。

面积  $A(t)$  是时间函数：

$$dA = \left( \frac{dA}{d\delta} \right) d\delta \quad (6-49)$$

式中  $\delta$ —压裂液到达缝中某点所需时间， $\text{min}$ 。

所以式(6-48)可改写为：

$$Q_L(t) = 2 \int_0^t v(t-\delta) \left( \frac{dA}{d\delta} \right) d\delta \quad (6-50)$$

式中  $v(t-\delta)$ —压裂液从暴露于液体中到  $t$  时刻的滤失速度，数值上等于  $\frac{C}{\sqrt{t-\delta}}$ ， $\text{m}/\text{min}$ ；

$t$ —施工时间, min;

$C$ —综合滤失系数,  $m/\sqrt{\text{min}}$ 。

## 2) 裂缝体积变化

$$Q_f(t) = W \cdot \frac{dA}{dt} \quad (6-51)$$

式中  $w$ —裂缝宽度, m;

$A$ —裂缝单面面积,  $\text{m}^2$ 。

## 3) 裂缝面积

将式(6-50)和(6-51)代入式(6-47)并用拉氏变换得到裂缝面积公式:

$$A(t) = \frac{QW}{4\pi C^2} \left[ e^{x^2} \cdot \text{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (6-52)$$
$$x = \frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}$$

$\text{erfc}(x)$ 是  $x$  的误差补偿函数, 可查表(数学手册), 或用下式近似计算:

$$e^{x^2} \text{erfc}(x) = 0.254829592Y - 0.284496736Y^2 + 1.42143741Y^3 - 1.453152027Y^4 + 1.06140429Y^5 \quad (6-53)$$
$$Y = \frac{1}{1 + 0.3275911x}$$

式中  $Q$ —排量,  $\text{m}^3/\text{min}$ ;

$W$ —平均缝宽, m;

$C$ —综合滤失系数,  $m/\sqrt{\text{min}}$ 。

如已知缝高  $H$ , 假设裂缝是对称于井轴为的两条, 则缝长  $L(m)$ 为:

$$L = \frac{A}{2H} \quad (6-54)$$

对于水平裂缝, 裂缝半径  $R(m)$ 为:

$$R = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (6-55)$$

## (2) PKN 模型

PKN 模型是 Perkins, Kern 和 Nordgren 三人提出的, 它是目前应用较多的二维设计模型, 其基本假设如下:

① 岩石是弹性、脆性材料, 当作用于岩石上的张应力大于某个极限值后, 岩石张开破裂;

② 缝高在整个缝长方向上不变, 即在上、下层受阻; 造缝段全部射孔, 一开始就压开整个地层;

③ 裂缝断面为椭圆形, 最大缝宽在裂缝中部(图 6-13);

④ 缝内流体流动为层流;

- ⑤ 缝端部压力等于垂直于裂缝壁面的总应力；
- ⑥ 不考虑压裂液滤失于地层。

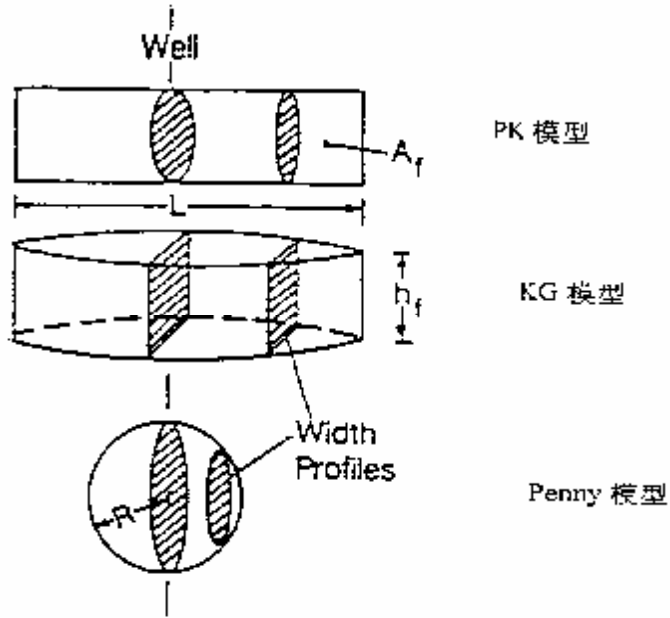


图 6-13 PKN, KGD 模型裂缝示意图

缝宽：

$$W_{\max}(x) = \frac{2(1-\nu^2)H\Delta P_f(x)}{E} \quad (6-56)$$

$$\Delta P_f(x) = P_f(x) - P_c$$

- 式中  $w_{\max}(x)$ —裂缝内  $x$  点最大缝宽；m；  
 $\nu$ —岩石泊松比，无因次；  
 $E$ —岩石弹性模量，Pa；  
 $H$ —裂缝高度，m；  
 $\Delta P_f(x)$ —裂缝内任一点净压力，Pa；  
 $P_f(x)$ —裂缝内  $x$  点压力，Pa；  
 $P_c$ —裂缝闭合压力，Pa。

裂缝内的压力分布，可由 Lamb 实验相关公式确定。对于偏心度为零的椭圆管、牛顿液体条件下：

$$\frac{dP}{dx} = -\frac{32}{\pi} \frac{Q\mu}{W^3 H} \quad (6-57)$$

联立两式可得裂缝内的压力分布和缝宽公式为：

$$P_f(x) - P_c = \alpha \left[ \left( \frac{1}{60} \right) \frac{\mu Q L E^3}{H^4 (1-\nu^2)^3} \right]^{1/4} \quad (6-58)$$

$$W_{\max}(x) = 2\alpha \left[ \left( \frac{1}{60} \right) \frac{(1-\nu^2) Q \mu L}{E} \right]^{1/4} \quad (6-59)$$

式中  $W_{\max}$  — 牛顿液层流条件下裂缝最大缝宽，m；

$\mu$  — 压裂液粘度，Pa·s；

$Q$  — 排量，m<sup>3</sup>/min；

$L$  — 裂缝半长，m。

当  $Q$  取地面总排量时， $\alpha=1.5$ ，而当  $Q$  取地面排量之半时， $\alpha=1.26$ 。

对非牛顿液液体，裂缝最大缝宽为：

$$W_{\max} = \left[ \left( \frac{128}{3\pi} \right)^{n+1} \left( \frac{2n+1}{n} \right)^n (1-\nu^2) \left( \frac{1}{60} \right)^n \left( \left[ \frac{Q^n K_f L H^{1-n}}{E'} \right] \right) \right]^{\frac{1}{2n+2}} \quad (6-60)$$

式中  $K_f$  — 缝流压裂液稠度系数，Pa·s <sup>$n$</sup> 。

裂缝的平均宽度：

$$\bar{W} = \frac{\pi}{4} W_{\max} \quad (6-61)$$

在用解析方法求解裂缝几何参数时，常把 PKN 缝宽公式与卡特面积公式联立，给定一个缝宽，通过迭代求解  $W$  和  $L$ 。

以上导出的缝宽公式，是在没有考虑滤失条件下推导的，实际上在压裂过程中滤失是不可避免的，为此，1972年 Nordgren 提出用体积平衡方法进行修正，但得不到解析表达式，只能用数值方法求解，表达式为：

$$-\frac{\pi G}{256(1-\nu)\mu} \frac{\partial^2 W^4}{\partial x^2} + \frac{2CH}{\sqrt{t-\delta}} + \frac{\pi}{4} H \frac{\partial W}{\partial t} = 0 \quad (6-62)$$

边界条件：

$$x=0, \quad W=W_{\max}$$

$$x=L, \quad W=0$$

初始条件：

$$t=0, \quad W=0$$

式中  $G$  — 岩石剪切模量，Pa；

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)}$$

$t$ —施工时间, min;

### (3) KGD 模型

KGD (CGD) 模型也是常用的二维压裂设计模型之一, 它是由 Khristionovch, Geertgma, Daneshy 提出的, 假设条件为:

- ① 地层均质, 各向同性;
- ② 线弹性应力—应变;
- ③ 裂缝内为层流, 考虑滤失;
- ④ 缝宽截面为矩形, 侧向为椭圆形 (图 6-13)。

基本方程:

$$W_{\max} = \left[ \frac{84(1-\nu)}{\pi} \left( \frac{1}{60} \right) \frac{\mu Q L^2 \bar{P}}{G H P_w} \right]^{\frac{1}{4}} \quad (6-63)$$

$$L = \frac{Q}{32\pi H C^2} (\pi W_{\max} + 8S_p) \left[ \frac{2\alpha_L}{\sqrt{\pi}} - 1 + e^{\alpha_L} \operatorname{erfc}(\alpha_L) \right] \quad (6-64)$$

$$\alpha_L = \frac{8C\sqrt{\pi t}}{\pi W_{\max} + 8S_p}$$

式中  $W_{\max}$  —井底最大缝宽, m;  
 $Q$  —排量,  $\text{m}^3/\text{min}$ ;  
 $L$  —单翼缝长, m;  
 $\bar{P}$  —裂缝内平均压力, Pa;  
 $P_w$  —井底压力, Pa;  
 $\mu$  —裂缝内压裂液粘度, Pa·s;  
 $S_p$  —初滤失系数,  $\text{m}/\sqrt{\text{min}}$ 。

吉尔兹玛等人基于牛顿液体推导了缝长和缝宽的计算式, 流动方程采用了泊稷叶理论, 岩石破裂方程是英格兰与格林提出的。吉尔兹玛采用了合理的边界条件, 缝端部的闭合圆滑, 并考虑了液体滤失。对于垂直裂缝则:

$$\left( \frac{dw}{df_L} \right)_{f_L=1} = 0, \quad f_L = \frac{x}{L} \quad (6-65)$$

式中  $x$  —缝中任意点距井轴的距离, m;  
 $L$  —缝长, m。

边界条件式 (6-65) 保证了缝端部应力是有限的并等于岩石的抗张强度。

在岩石泊松比  $\nu=0.25$  时, 吉尔兹玛方程为:

$$L = \frac{1}{2\pi} \frac{Q\sqrt{t}}{HC} \quad (6-66a)$$

$$W = 0.135 \sqrt[4]{\frac{\mu QL^2}{GH}} \quad (6-66b)$$

式中  $L$ —缝的长度, m;

$W$ —裂缝的缝口宽度, m;

$Q$ —压裂液排量,  $\text{m}^3/\text{min}$ ;

$\mu$ —压裂液粘度, Pa·s;

$G$ —岩石的剪模量, kPa,  $G = \frac{E}{2(1+\nu)}$ 。

### 6.4.3 压裂效果预测

压裂后油气井产能预测是进行压裂优化设计的基础。效果预测有增产倍数和产量预测两种, 对垂直缝的增产倍数一般可用麦克奎尔—西克拉增产倍数曲线确定; 水平缝可用解析公式计算。产量、压裂的有效期和累积增产量等的预测可用典型曲线拟合和数值模拟方法。

#### (1) 增产倍数计算

增产倍数可以认为是压裂前后油气井采油指数的比值, 它与油层和裂缝参数有关。对垂直缝压裂井, 压裂后的增产倍数可用麦克奎尔—西克拉增产倍数曲线(图 6-12)确定, 其中裂缝参数  $L_f$ ,  $K_f$  和  $W_f$  可由压裂设计和支撑剂导流能力实验值确定, 地层参数 ( $R_e$ ,  $r_w$ ,  $K$  及  $A$ ) 可由试井和开发数据确定。在这些参数一定后, 可查图求出增产倍数 ( $J/J_0$ )。

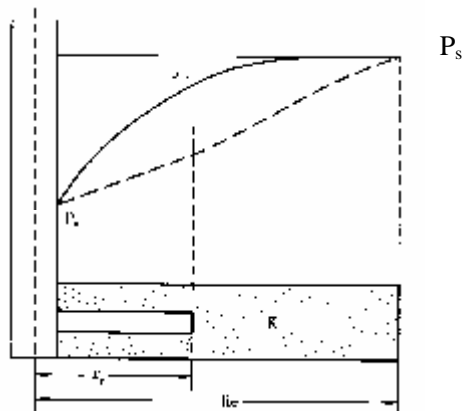


图 6-14 水平缝压裂前后油层中压力分布

对水平缝压裂井，压裂前后的压力分布如图 6-14，实线是压前的压力分布，虚线是压后的压力分布，生产压差分为两部分：

$$\Delta P = P_s - P_w = \Delta P_{R_e - r_f} + \Delta P_{r_f - r_w} \quad (6-67)$$

$$\Delta P_{R_e - r_f} = \frac{\mu Q \ln(R_e / r_f)}{2\pi K h} \quad (6-68a)$$

$$\Delta P_{r_f - r_w} = \frac{\mu Q \ln(r_f / r_w)}{2\pi K_a h} \quad (6-68b)$$

$$K_a = \frac{K_f W_f + K h}{h} \quad (6-68c)$$

如果认为压裂后油层的平均渗透率相当于  $k'$ ，则  $\Delta P$  可表示为：

$$\Delta P = \frac{Q \mu \ln(R_e / r_w)}{2\pi K' h} \quad (6-69a)$$

所以，

$$k' = \frac{K K_a \ln(R_e / r_w)}{K_a \ln(R_e / r_f) + K \ln(r_f / r_w)} \quad (6-69b)$$

增产倍数可表示成：

$$PR = k' / k$$

整理后得到水平缝压裂井增产倍数：

$$PR = \left( \frac{K_f W_f}{K h} \right) \left[ \frac{\left( 1 + \frac{K h}{K_f W_f} \right) \ln(R_e / r_w)}{\left( 1 + \frac{K_f W_f}{K h} \right) \ln(R_e / r_w) + \ln(r_f / r_w)} \right] \quad (6-70)$$

式中  $K_a$ —裂缝区内的平均渗透率；

$K$ —油层渗透率；

$h$ —油层厚度。

所有变量单位一致即可。

## (2) Agarwal 典型曲线预测压裂井产量

用增产倍数法预测压裂井产量虽然简单，但它仅适用于稳定和拟稳定生产阶段，对低渗透地层压裂后很长时间内油层都是不稳定流，在这种情况下用增产倍数法预测的结果将会有很大的误差。1979 年 Agarwal 用数值模拟方法预测了压裂井压后产量随时间变化，并绘制了计算图版，由此曲线(图 6-15)可以预测压裂井的产量。

基本假设：

- ①油层流体微可压缩，且粘度为常数；
- ②导流能力为常数；



$\mu$ —储层流体粘度, mPa·s;  
 $C_i$ —综合压缩系数, (MPa)<sup>-1</sup>;  
 $L_f$ —裂缝半长, m;  
 $h$ —油气层厚度, m;  
 $\Delta P$ —生产压差, MPa;  
 $q$ —油、气井日产量, m<sup>3</sup>/d;  
 $B$ —原油体积系数, 小数;  
 $T$ —油层温度, K;  
 $Z$ —天然气压缩因子。

预测方法：由地层参数和裂缝参数计算给定生产时间的无因次时间，由  $F_{CD}$  和  $t_{Dxf}$  查曲线确定  $1/q_D$ ，再由式(6-72)计算油或气井产量。

用典型曲线方法预测油、气井产量虽然比较直观，但操作起来比较繁琐，特别是当  $F_{CD}$  介于曲线上两者之间时用内插法会产生一定的误差，另外，当无因次时间大于 1 以后无法用查图方法来预测。针对这些问题可以采用如下方法：一是把 Agarwal 曲线回归成多项式，二是直接用数值模拟方法预测。

#### 6.4.4 裂缝参数设计方法

裂缝几何参数计算模型和压裂效果预测模型是裂缝参数优化的基础。下面以实例说明应用这两种模型进行裂缝参数设计的基本步骤和方法。

某气藏有一探井，井深 1980m，闭合压力约为 33MPa，油层有效厚度为 11.4m，孔隙度 15%，有效渗透率  $0.75 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ ，油层综合压缩系数  $2 \times 10^{-3} \text{MPa}^{-1}$ ，天然气粘度 0.02mPa·s，压缩因子 0.86，油层温度 86℃，原始油层压力 18.61MPa，生产井流压 14.11MPa，如果要求压裂后 30 天的日产气达到  $10^5 \text{m}^3/\text{d}$ ，试进行裂缝参数设计。其基本步骤和方法如下：

##### ① 预测不同裂缝长度和导流能力下的产量

假设一个裂缝长度，由式(6-71)计算生产时间等于 30 天时的无因次时间，查 Argwal 曲线得到不同  $F_{CD}$  下的无因次产量倒数 ( $1/q_D$ )，再由(6-72b)计算相应的压裂井一月的日产量  $q_g$ 。改变裂缝长度用同样方法可以得到一组产量与  $L_f$ ， $F_{CD}$  的关系数据，如图 6-16，由图可以看到，随裂缝长度和导流能力的增加，压裂后一个月的产量也相应增加。

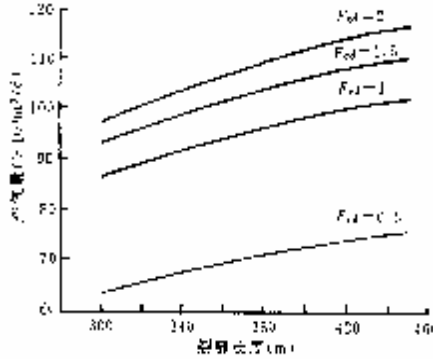


图 6-16 产量与缝长和无因次导流能力关系

② 优选裂缝参数

根据初产  $10^5 \text{m}^3/\text{d}$  的要求，由计算结果(图 6-16)选择满足要求的裂缝参数组合：

表 6-2 裂缝参数组合

裂缝半长 m	无因次导流能力	裂缝内渗透率 $\mu\text{m}^2$
318	2	95.4
345	1.5	77.6
420	1	63.0

(注：裂缝平均支撑宽度取 5mm)

根据地层的闭合压力，结合支撑剂性能和施工的难易，选择第三种方案 ( $L_f=420\text{m}$ ,  $K_f=63.0\mu\text{m}^2$ ) 即造长缝、低导流能力，以保证施工的顺利进行。

③ 选择支撑剂类型

在闭合压力为 33MPa，支撑宽度为 5mm 情况下，支撑剂的室内评价结果如表 6-3，从表中可以看到，要达到支撑裂缝的渗透率为  $63.0\mu\text{m}^2$ ，兰州砂和中强度陶粒都不能满足要求，因此必须选择其它三类陶粒，渗透率最接近的是东方陶粒，但是如果完全使用东方陶粒又会导致渗透率的浪费，为此选用兰州砂和东方陶粒为压裂用支撑剂。

表 6-3 支撑剂综合数据表

名 称	破碎率(%)	密度(g/cm <sup>3</sup> )	渗透率 μm <sup>2</sup>
0.4—0.8mm 兰 州 砂	33.9	2.6	30.2
0.5—0.9mm 宜兴中强度陶粒	29.5	2.53	35.0
0.5—0.9mm 宜兴高强度陶粒	13.1	2.58	134.5
0.5—0.9mm 东 方 陶 粒	10.7	2.78	92.8
0.5—0.9mm 成 都 陶 粒	0.63	3.6	150.9

(注：实验压力：33MPa，支撑宽度 5mm)

④尾随东方陶粒体积和尾随比的确定

若尾随陶粒段的长度为  $L_1$ ，导流能力为  $F_{CD1}$ ，兰州砂导流能力为  $F_{CD2}$ ，裂缝平均导流能力为  $F_{CD}$ ，则尾随段长度为：

$$L_1 = \frac{L_f (F_{CD} - F_{CD2})}{F_{CD1} - F_{CD2}} \quad (6-74)$$

$$F_{CD1} = \frac{(K_f W_f)_2}{KL_f}$$

$$= \frac{92.8 \times 5}{0.75 \times 10^{-3} \times 420 \times 10^3} = 1.473$$

$$F_{CD2} = \frac{(K_f W_f)_1}{KL_f}$$

$$= \frac{30.2 \times 5}{0.75 \times 10^{-3} \times 420 \times 10^3} = 0.4794$$

代入式(6-74)得到：

$$L_1 = 220.0\text{m}$$

即尾随长度比约为 0.52，实际裂缝由于宽度是变化的，所以尾随的体积还要大。使用压裂设计软件，通过实际计算得到结果见表 6-4。

表 6-4 不同支撑剂方案的预测结果

序号	兰州砂体积 m <sup>3</sup>	东方陶粒体积 m <sup>3</sup>	尾随比	$F_{CD}$	预测产量 ×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d
1	46	32	0.4	0.63	8.5
2	38	40	0.5	0.77	9.11
3	32	46	0.6	0.93	9.87
4	24	54	0.7	1.09	10.36
5	16	62	0.8	1.27	10.54
6	8	70	0.9	1.43	10.71
7	0	78	1.0	1.61	10.90

(注：根据设备情况。一次用液为 380 m<sup>3</sup>较合理)

由表 6-4 可看出，满足要求同时又可以实施的方案为尾随比为 0.7 的陶粒(方案 4)。其它设计参数：平均砂比 30%，排量 3.0 m<sup>3</sup>/min，最大砂比 49%，生产压差 4.5MPa。

#### ⑤压裂液选择

根据地层条件选用胍胶压裂液，性能测试结果列在表 6-5 中。

表 6-5 胍胶压裂液性能参数表

冻胶粘度	90 °C 170s <sup>-1</sup> 剪切 30min , 285mPa.s	破乳率	
破胶液粘度	75~85°C 24hr <5mPa.s	破胶液表面张力	33.7mN/m(80°C)
防腐性	基液在 35~37°C 放置 3 天粘度 下降 1.7%		1.2mN/m(20°C)
滤失性	90°C $C_{in}=1.09 \times 10^{-4} m / \sqrt{\min}$	残渣	0.7kg/ m <sup>3</sup>

该压裂液具有滤失少、低残渣、防腐性能好等特点，可以满足该井的压裂施工。

## 参 考 文 献

- 1.王鸿勋.水力压裂原理.北京：石油工业出版社，1987
- 2.王鸿勋，张琪.采油工艺原理.北京：石油工业出版社，1990
- 3.J.L.Gidley.水力压裂技术新发展.北京：石油工业出版社，1995.12
- 4.M.J.Economides.油藏增产措施.北京：石油工业出版社，1991.6
- 5.朱恩灵.试油工艺技术.北京：石油工业出版社，1987
- 6.何艳青、王鸿勋.用数值模拟方法预测压裂井产量.石油大学学报，1991

- 7.张士诚.水力裂缝参数对采收率影响的研究.低渗透油田开发技术座谈会论文集.  
北京:石油工业出版社,1994
- 8.杨能宇、张士诚、王鸿勋.区块整体压裂改造水力裂缝参数对采收率影响研究.石油学报,1995.3
- 9.L.K. Britt. Optimized Oilwell Fracturing of Moderate-Permeability Reservoirs. SPEJ.14371, 1985
- 10.D.N. Mehan, R. N. Norne, K.Axiz. Effects of Reservoir Heterogeneity and Fracture Azimuth on Optimization of Fracture length and well spacing. SPE 17606, 1988
- 11.C.L.Bargas, J. L. Yanosik. The Effects of Vertical Fractures on Areal Sweep Efficiency in Adverse Mobility Ratio Floods. SPE 17609, 1988
- 12.V.Y. Konoplyor, A. F. RaZovsky. Numerical Simulation of Oil Displacement in Pattern Floods with Fractured wells. SPE 22933, 1991