

超低压力系数天然气井

储层单向暂堵技术与应用

目 录

- 第一部分：气层循环压井施工过程中的难点**
- 第二部分：气层循环压井漏失与污染的机理**
- 第三部分：气层防止循环压井漏失的方法**
- 第四部分：压覆屏蔽暂堵剂的堵塞与解堵机理**
- 第五部分：暂堵剂的抗盐耐温性能**
- 第六部分：暂堵剂的承压能力**
- 第七部分：暂堵后岩芯渗透率回复值**
- 第八部分：典型施工井例、产品性状及施工方法**
- 附件：部分参考施工井例**

第一部分：气层循环压井施工过程中的难点

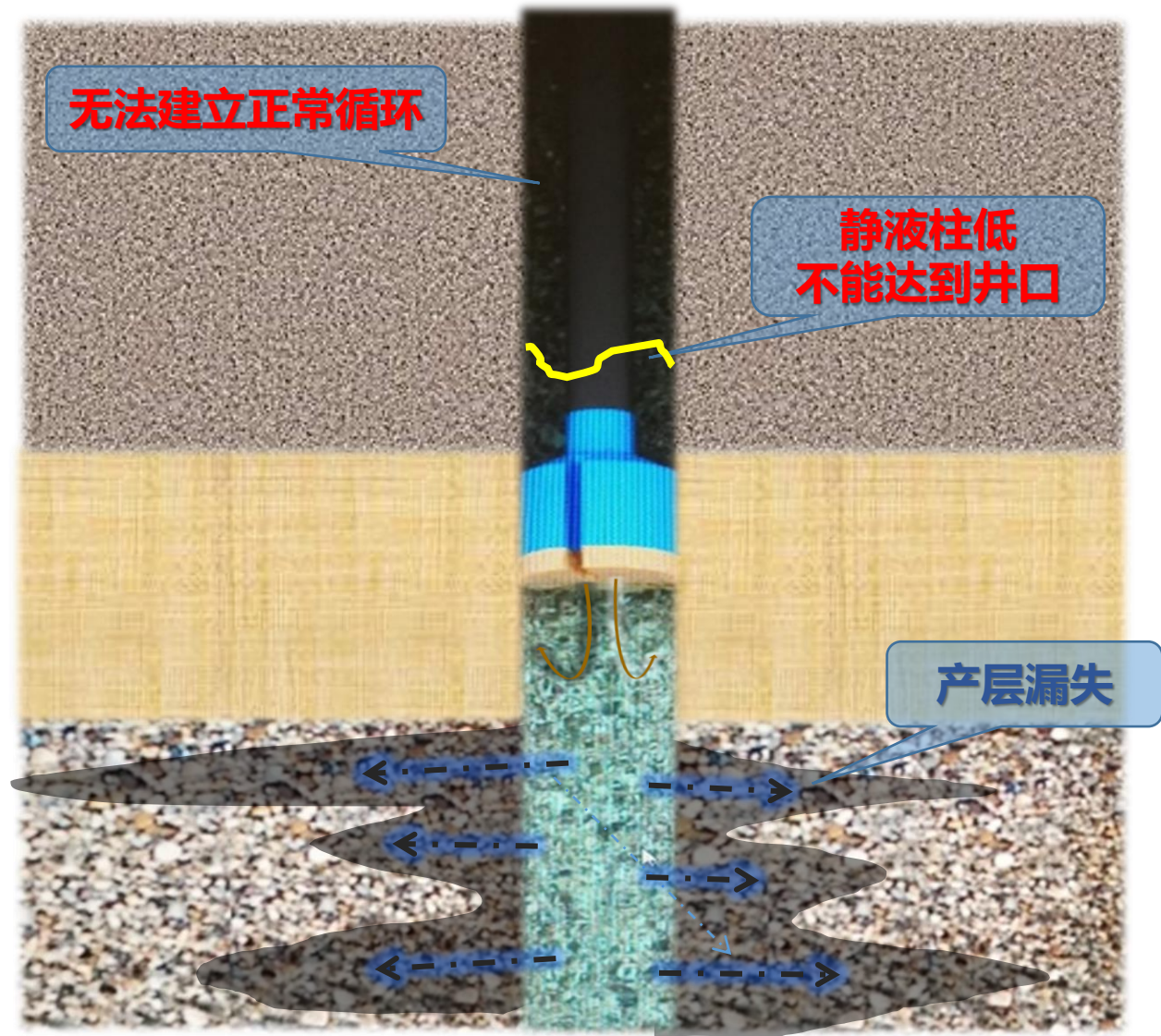
一、漏失无法建立循环

1、超低压系数造成漏失压差

长期生产的气井其产层压力系数有很多已经低于0.3，在修井需要压井的情况下很可能造成10~35MPa的压差。

2、大压差引起产层漏失

采用清水或矿化水或无固相工作液或泡沫液等，都会造成工作液的液柱压力高于产层10~35MPa的压差，大压差诱发漏失并导致井筒无法正常返液，所以**无法建立修井要求的正常循环。**



第一部分：气层循环压井施工过程中的难点

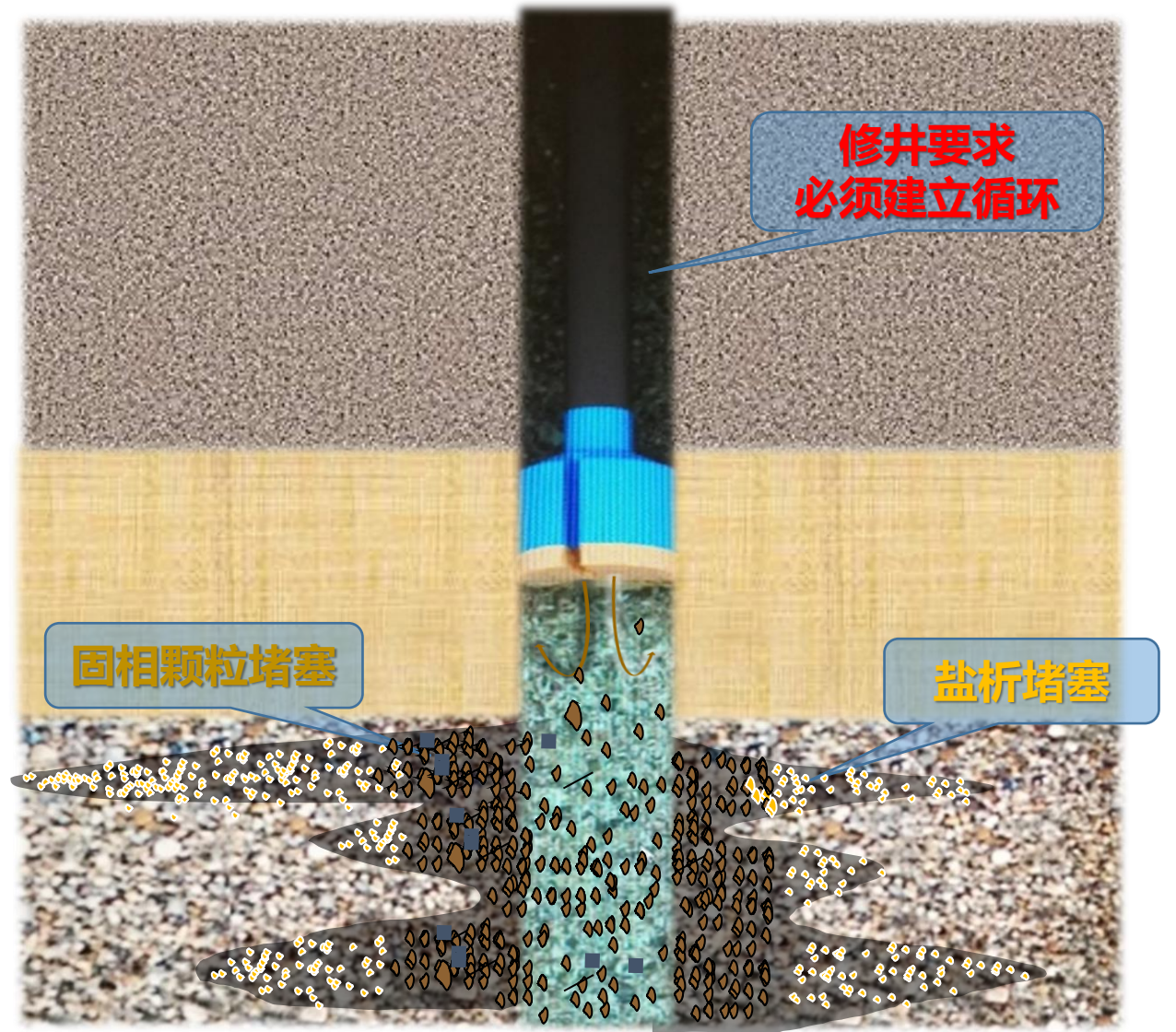
二、产层污染降产严重

1、工作液中固相颗粒堵塞

通常修井液用过滤水控制固相颗粒直径为 $\leq 2.0\mu\text{m}$ ，而产层的孔隙分布都在纳米至亚微米级，所以过滤水并不能解决固相颗粒的污染问题。

2、析出盐堵塞

在诱喷投产时，修井液中溶解的盐类和非挥发性物质会析出，析出的盐类或其它难于流动的半固体对产层的深部造成难以解除的污染。



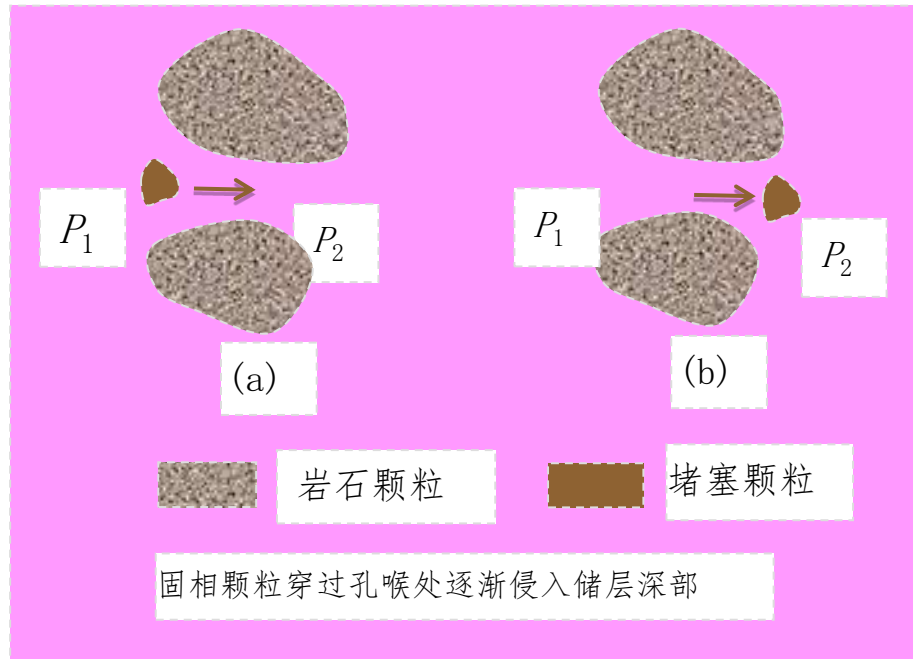
第二部分：气层循环压井漏失与污染的机理

一、固相漏失的机理

1、固相尺寸太小

(1) 空隙性储层

$$D_{\text{颗粒}} < D_{\text{喉}}$$



多发生于高渗透性储藏的地层

(2) 微裂缝储层

$$D_{\text{颗粒}} < H_{\text{高}}$$

微裂缝或裂隙储层固相或暂堵相侵入产层的机理与空隙性储层基本相同。

要避免入井液中的固相侵入储层，则必须摆脱以往对刚性堵塞匹配原理的束缚（如 d_{90} 、 d_{50} 、 $L_{(3/4+1/2+1/3)}$ 等堵塞原理），选择大于孔隙或裂隙尺寸的刚性物质配合合适的弹性屏蔽相实现压覆单向屏蔽。

第二部分：气层循环压井漏失与污染的机理

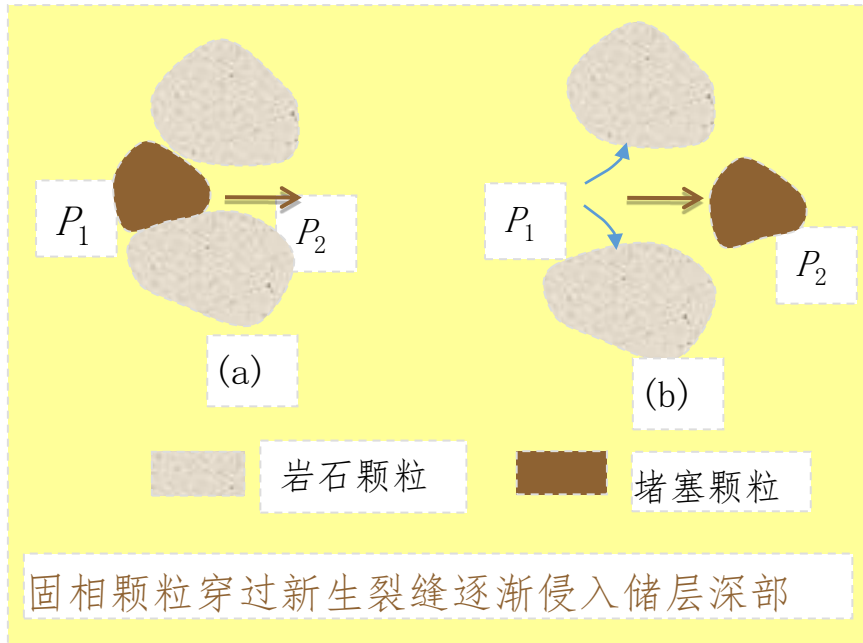
一、固相漏失的机理

2、超压扩大或产生新裂隙

(1) 孔隙性储层

$$P_{\text{入井液}} > P_{\text{破裂}}$$

1) 新生裂隙



孔隙压力过低，压差增大，地层易被压裂

(2) 微裂缝储层

$$P_{\text{入井液}} > P_{\text{破裂}}$$

2) 原裂缝扩大

必须选择适当的入井液比重，避免压裂。

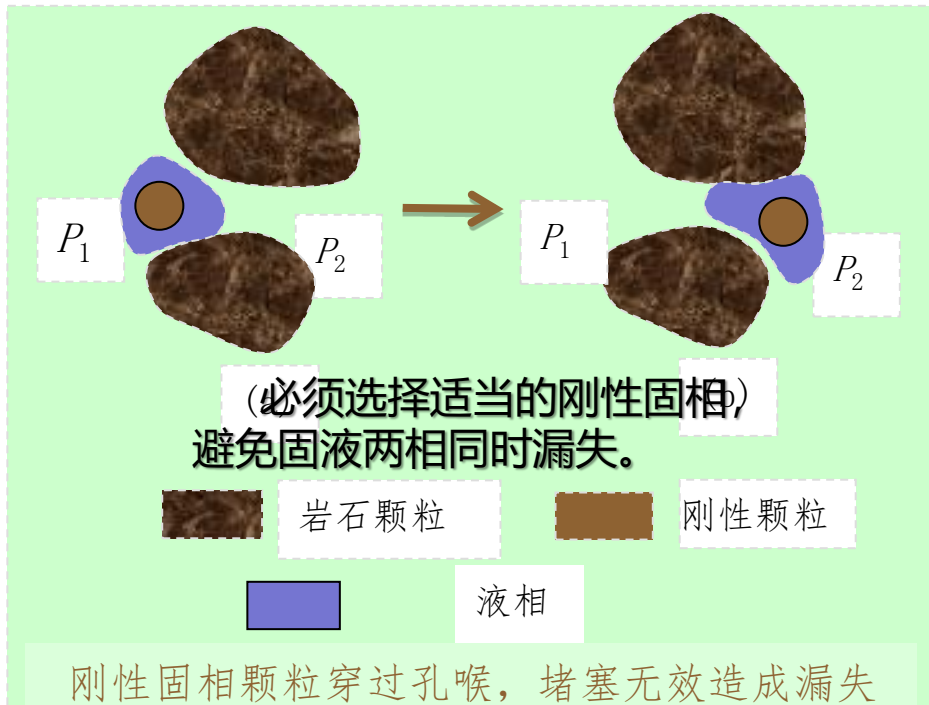
必须选择合适的入井液粘切性能，**避免压力激荡**造成压裂。

第二部分：气层循环压井漏失与污染的机理

二、液相漏失的机理

1、固相堵塞无效

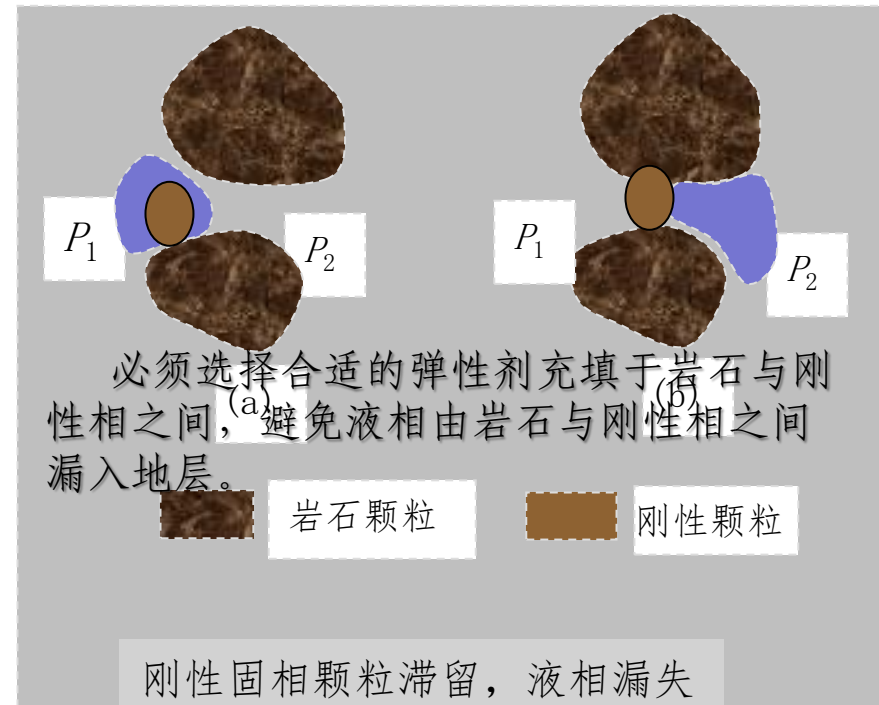
随固相同时漏入储层



刚性固相颗粒穿过孔喉，堵塞无效造成漏失
多发生于高渗透性储藏的地层

2、膜效率低

由岩石与刚性固相之间漏入储层



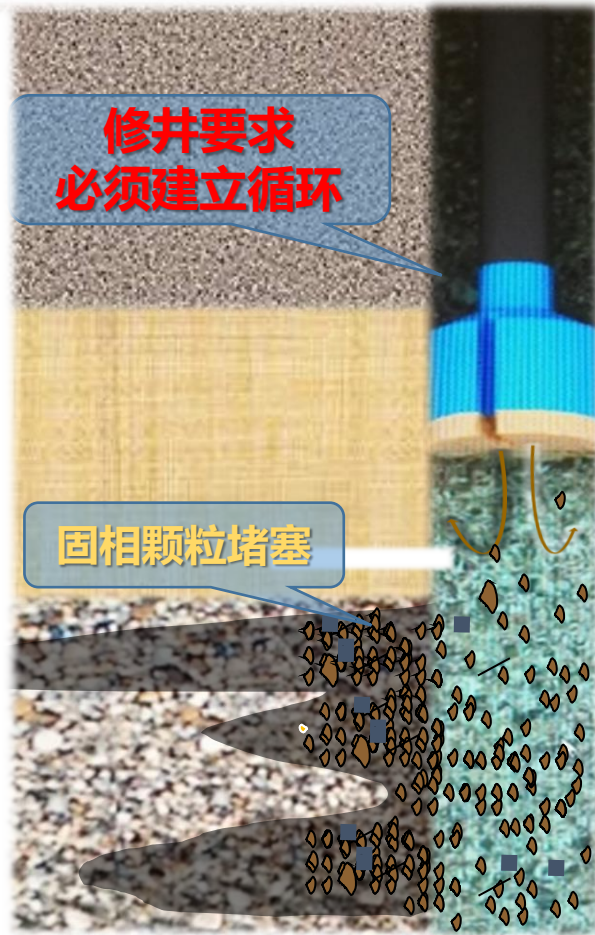
刚性固相颗粒滞留，液相漏失
岩石与刚性固相之间缺乏有效屏蔽

第二部分：气层循环压井漏失与污染的机理

三、气层污染机理

1、微颗粒堵塞污染

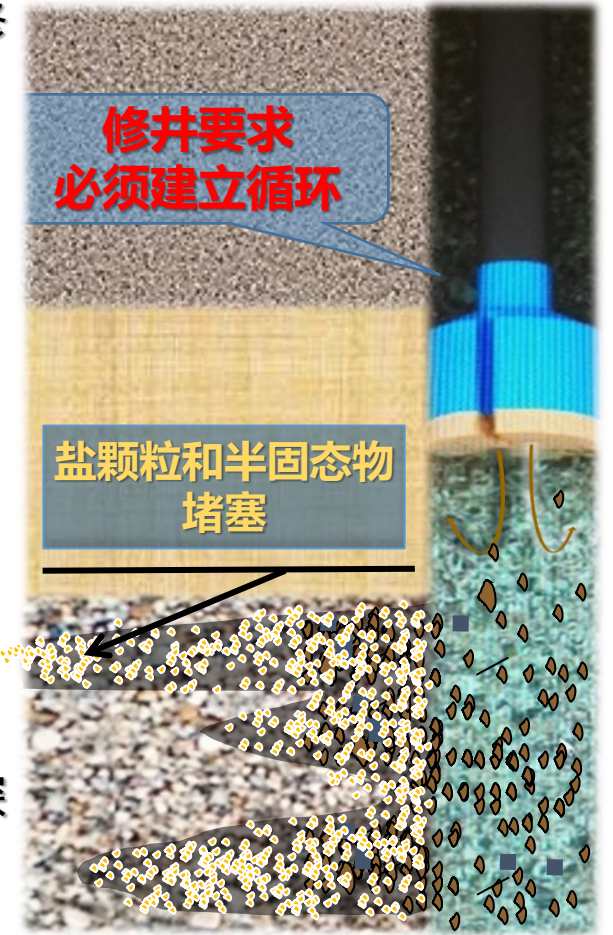
过滤液配制的修井液中所含固相颗粒分布为纳米级~2.0 μm ，而产层的孔隙分布通常在纳米~亚微米级，所以修井液中的微固相颗粒很容易进入产层，因而诱喷反排不出来的固相就污染了产层。



2、盐析堵塞污染

在诱喷投产时，修井液中的水被天然气反蒸发而发生气化，造成溶解的盐类和非挥发性物质从液体中析出，如果形成的是固体或是流动性差的类半固体则对产层造成污染。

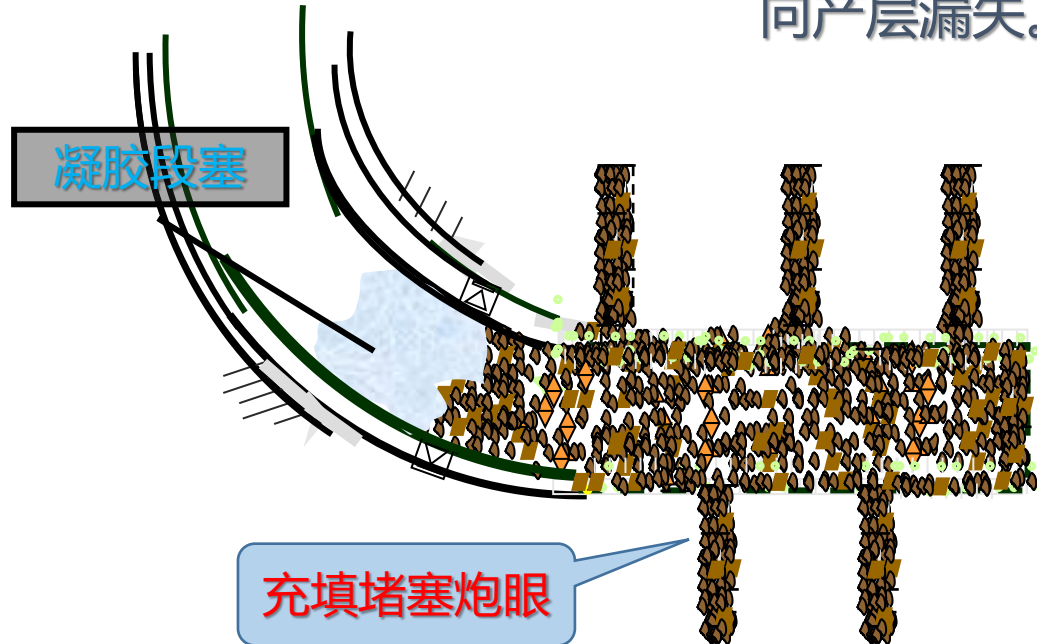
漏液越多污染越深
解除污染越困难。



第三部分：气层防止循环压井漏失的方法

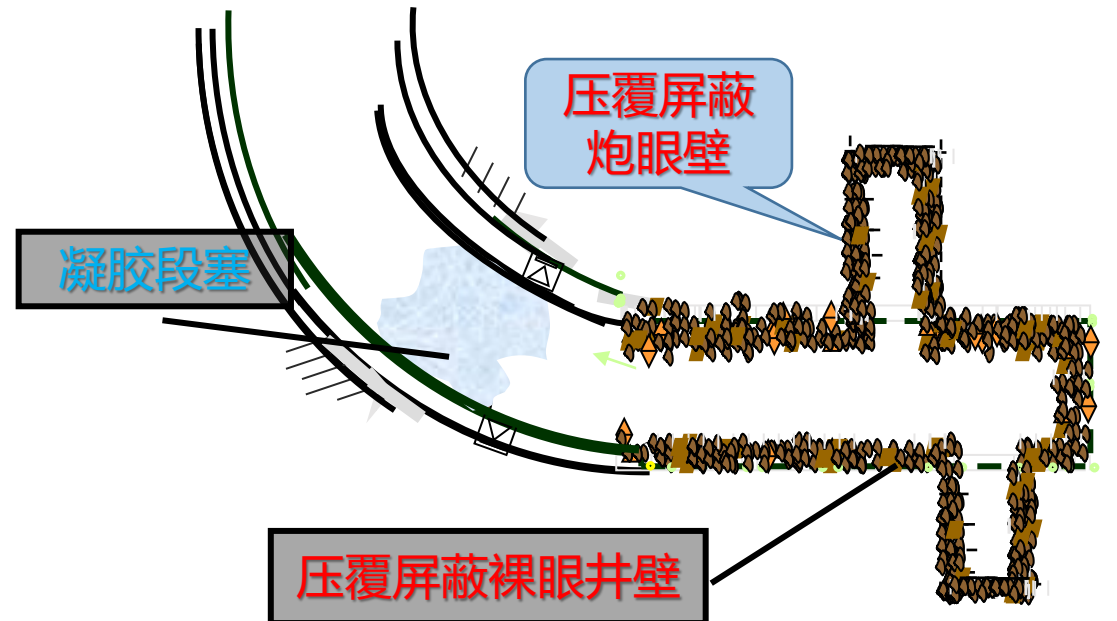
一、炮眼充填暂堵法

选择刚性材料粒径在 $2 \sim 100\mu\text{m}$ ，柔性材料弹性模量在 $3000 \sim 100000\text{Pa}$ ，制成粒径在 $0.5 \sim 10.0\text{mm}$ 的压覆屏蔽材料，充填于炮眼内，甚至整个井筒，阻止固、液向产层漏失。



二、表面压附屏蔽暂堵法

与前相同的方法，压覆屏蔽材料充满射孔井段后，为满足修井作业的要求，可以对井筒进行循环冲洗，由于正压压覆作用所以此时仍具有阻止固、液向产层漏失的作用。



第四部分：压覆屏蔽暂堵剂的堵塞与解堵机理

一、压覆屏蔽机理

1、刚性支撑物

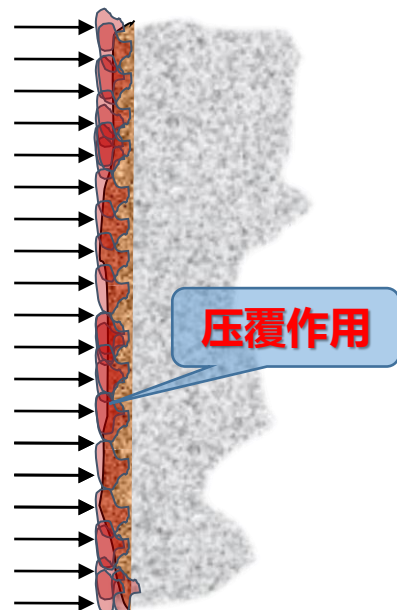
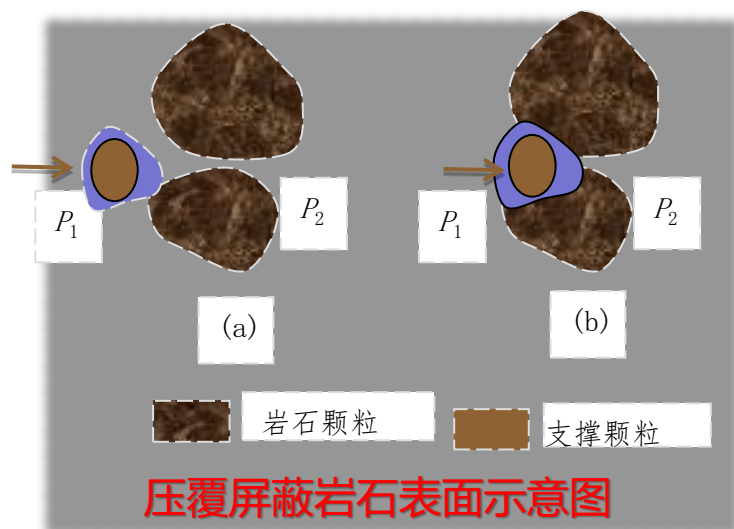
支撑物为刚性固体颗粒，直径大于气层孔喉的直径分布。

2、弹性封闭物

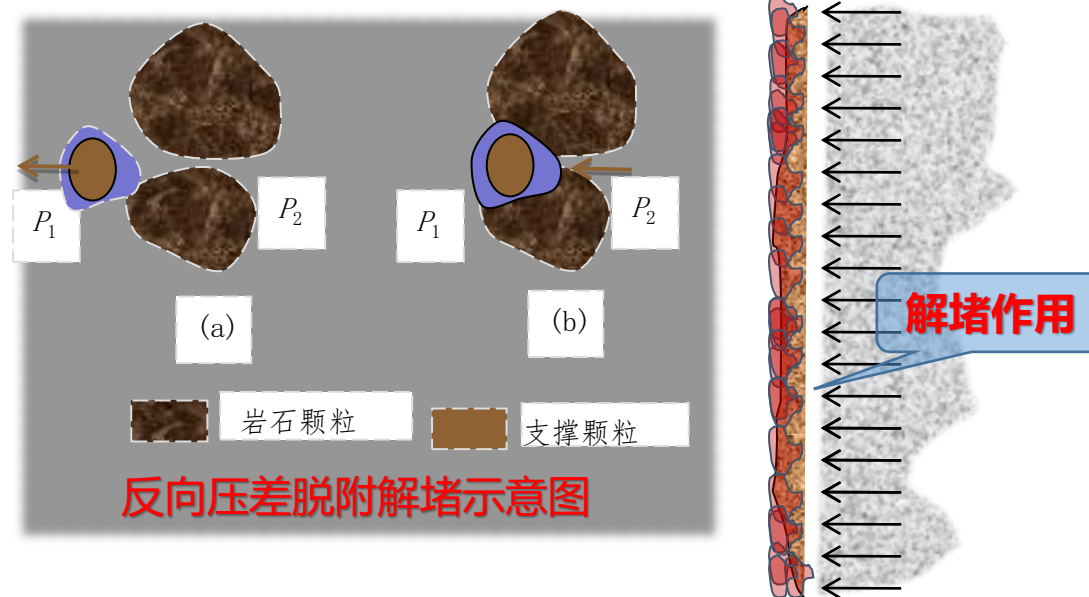
封闭物为弹性凝胶，消除岩石与支撑物之间残留的渗透性。

3、压覆屏蔽

在正压差作用下屏蔽剂被压覆在岩石表面，刚性颗粒滞留而弹性凝胶封闭岩石与刚性颗粒之间的渗透性。



二、解除压覆屏蔽机理



第五部分 暂堵剂的抗盐耐温性能

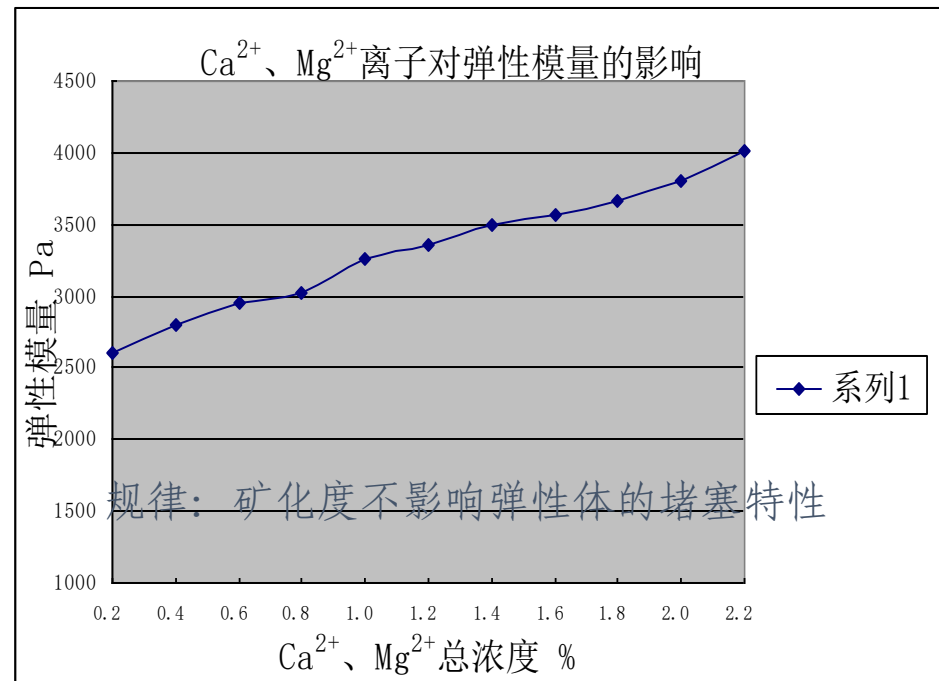
一、室温钙镁盐对弹性模量的影响

颗粒的弹性模量随钙镁盐浓度的提高有所增大，该趋势有利于承压暂堵。



- 1、2011年3月26日崖城地层水。
- 2、颗粒3~5mm。
- 3、体积系数1:9.2

- 1、 Ca^{2+} 5000ppm, Mg^{2+} 5000ppm。
- 2、颗粒3~5mm。
- 3、体积系数1:9.3。



Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 总浓度 %	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2
弹性模量 Pa	2600	2799	2950	3015	3261	3357	3499	3561	3657	3796	4016

第五部分 暂堵剂的抗盐耐温性能

二、室温颗粒粒径对弹性模量的影响

颗粒的弹性模量随粒径的增大有所提高，但是粒径超过1.3mm后弹性强度趋于恒定。

室温浸泡暂堵剂照片
体积系数基本相同



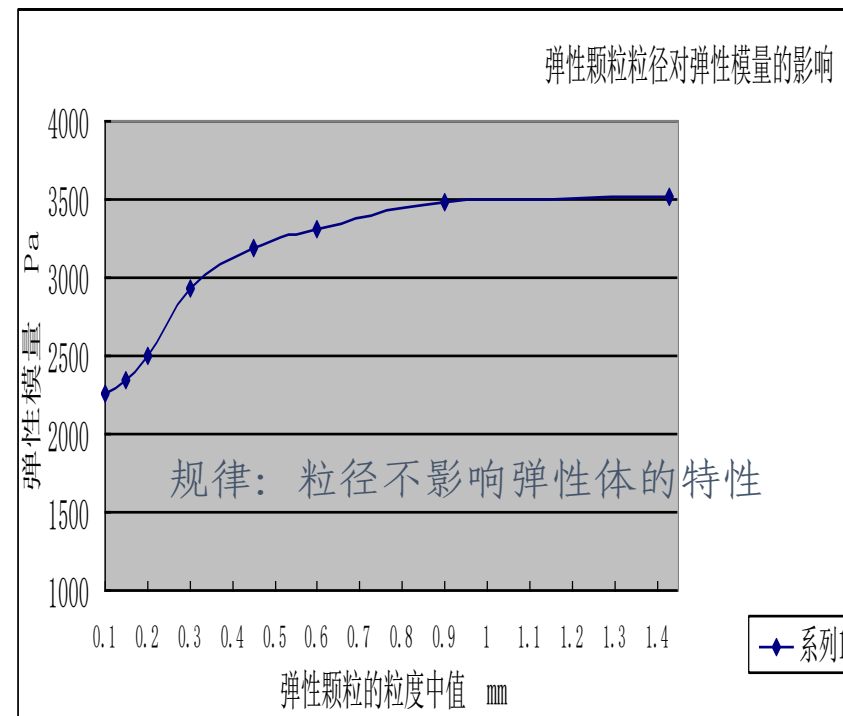
- 1、2011年3月26日崖城地层水。
- 2、 $\leq 1.0\text{mm}$ 。
- 3、体积系数1:10.3。



- 1、2011年3月26日崖城地层水；
- 2、1.0~3.0mm
- 3、体积系数1:9.7



- 1、2011年3月26日崖城地层水；
- 2、3~5mm
- 3、体积系数1:9.2

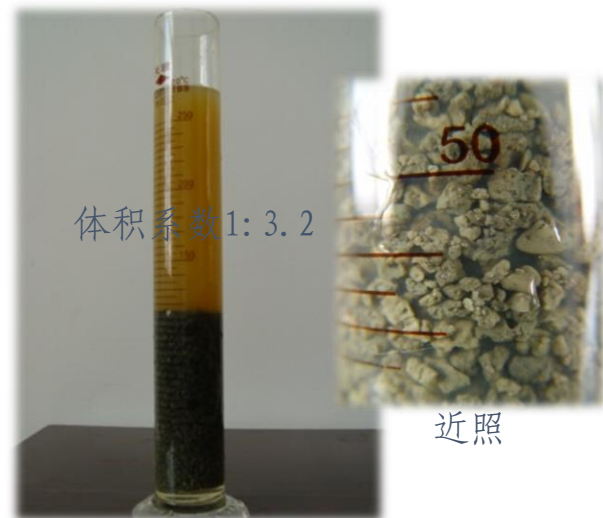


弹性颗粒 粒径 mm	0.1	0.15	0.2	0.3	0.45	0.6	0.9	1.43
弹性模量 Pa	2254	2347	2502	2935	3193	3303	3485	3519

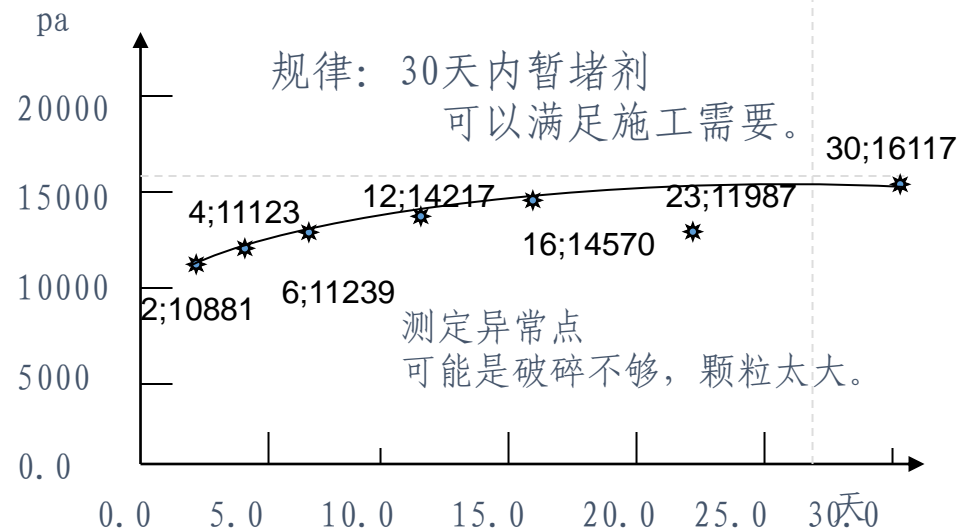
第五部分 暂堵剂的抗盐耐温性能

三、180°C颗粒的弹性模量与有效期

颗粒的弹性模量随热滚时间的延长有所升高，时间即使超过30天，其弹性强度仍然可以控制在暂堵剂的有效范围内；暂堵剂在180°C条件下有效时间大于30天。



滚30天后堵剂照片

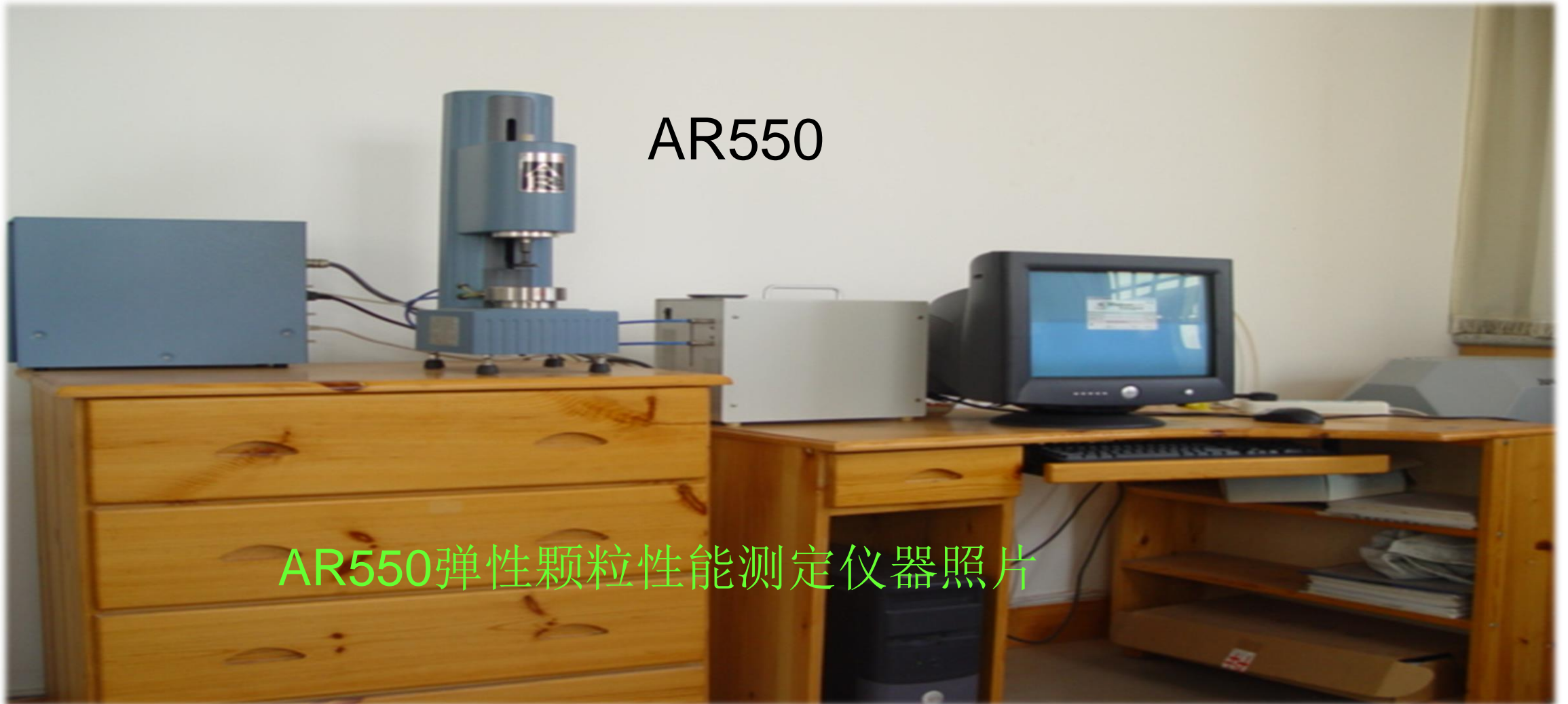


180°C 处理时间 t	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	23	24	26	28	30
弹性模量 Pa	10881	11123	11239	14001	14109	14217	未采样	14570	未采样	未采样	11987	未采样	未采样	未采样	16117

第五部分 暂堵剂的抗盐耐温性能

四、颗粒弹性模量测定仪

AR550



AR550弹性颗粒性能测定仪器照片

第六部分 暂堵剂的承压能力

一、180℃弹性体对渗透性岩石的封堵性

颗粒在180℃、30MPa压差条件下，可以满足长达30天对异常低压气层的单向暂堵施工要求。

滤失速度：

$$V_{24\text{岩芯}} = u_{24} - u_{\text{瞬}}$$

$$W_{24\text{井筒}} = V_{24\text{岩芯}} \times S_{\text{炮眼}} / S_{\text{岩芯}} \\ = X (\text{m}^3/\text{天})$$

即：每天应补充X地层水。

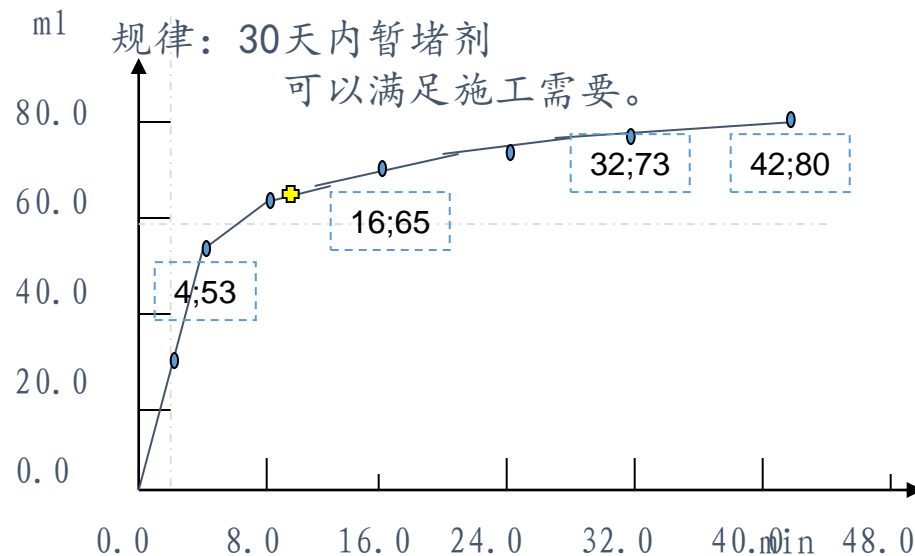
$V_{24\text{岩芯}}$ ：试验岩芯开孔漏失速度；
通常取16min后测定值。

$S_{\text{炮眼}}$ ：射孔炮眼总面积。

$S_{\text{岩芯}}$ ：试验岩芯打孔截面积。

$W_{24\text{井筒}}$ ：井筒24h漏失量。

u_{24} 、 $u_{\text{瞬}}$ ：分别为24h和瞬时失水量。



处理时间 min	2	4	6	8	12	16	20	24	28	32	36	42	漏失速度	
失水量 ml	31	53	58	60	/	65	/	69	/	73	/	80	114.28 ml/k·h	2.7L/k·t

试验数据：条件180℃；30MPa；岩芯301mdc（孔径8.6mm、孔深40mm）
堵剂2~6mm（1/1；预充填；防窜流）。

第六部分 暂堵剂的承压能力

二、180°C—30MPa封堵试验仪



第七部分 暂堵后岩芯渗透率回复值

一、岩芯制备：

1、制备可胶结砂：

- (1) 取100目过筛建筑砂，用0.5%偶联剂处理表面。
- (2) 用7%液态树脂与适量固化剂混合处理上述建筑砂，阴干备用。

2、制备人工岩芯：

- (1) 取25×80不锈钢管一只。
- (2) 在管中分批加入制备好的可胶结砂，置于压力机上，30MPa压5min。
- (3) 压制的岩芯置于180℃的烘箱内处理3h，取出备用。

二、选择Ka值

测制备岩芯的Ka值，做标记备用。

三、测定初始渗透率

1、岩芯参数：

- 1) 岩芯尺寸20×?;
- 2) $K_a = ?$ mdc;

2、测定介质：

模拟地层水

3、原始渗透率

- 1) 测Q、P
- 2) 计算渗透率mdc

四、污染条件：

1、暂堵液配制：

- 1) 地层水/暂堵剂=1/1
- 2) 浸泡时间12h;

2、污染温度：

180℃；

3、污染时间：

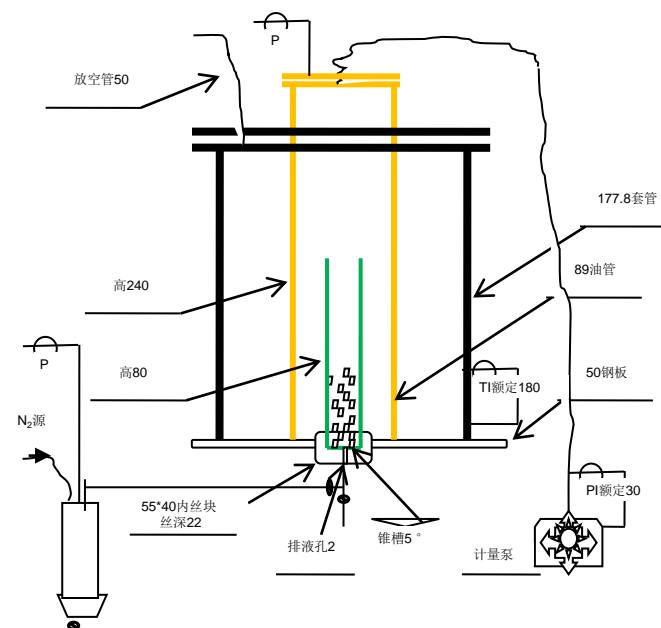
24h;

五、测定剩余渗透率：

- 1) 测Q、P
- 2) 计算渗透率mdc

六、渗透率回复值： 计算回复值？%

高温高压岩芯伤害实验 示意图



六、测定范围：

温度：≤350℃；
压力：≤40MPa。

第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

一、典型施工井例

1、在崖城13-1异常低压气田的应用

(1) A13井现场应用证明：屏蔽暂堵可以在179°C高温、30.0MPa大压差、连续有效使用48t以上，施工获得圆满成功。

射孔数据（见下表）

井号	流动单元	射孔段MD	
		顶深 ft	底深 ft
A13	D~C2	19622.5	19871.5
	C1上	19871.5	19965
	C1下	19989	20029
	B2-2~B2-1	20029	20362
	B1	20362	20438.5
	A2	20474	20590.5
	A1	20614.5	20698

- ①射孔段有效长度：303.25m。
- ②产层间未射孔段长度：26.11m。
- ③口袋长度：407.50m。

YC13-1-A13 井测压结果

井号	测压时间	地层中深压力		压力系数	参考深度 TVDSS	
		psi	MPa		ft	m
A13	2009-6-2	1768.54	12.19	0.33	12500	3810

从上表可知：2009年6月份A13井气藏中深压力系数均为0.33左右，目前预测压力系数为0.26左右。

地层温度

A13井属正常温度梯度，陵三段气藏中深温度176°C，地温梯度为0.0398°C/m。

施工效果

预测产量 $28 \times 10^4 \text{m}^3$ ，实际产量 $27.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ，现仍在继续排液。

第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

一、典型施工井例

2、在沙特勒克异常低压气田的应用

井号	射孔井段 (m)	人工井底 (m)	井温 (°C)	地层压力 (MPa)	液柱压差 (MPa)	修前产量 (万方)	修后产量 (万方)
302	3365 ~ 3314	3373	135	6.9	26.75	停产	13.2
252	3293 ~ 3298	3320	132	6.4	26.58	19.97	17
244	3254 ~ 3232	3460	145	6.2	26.34	19.31	16.5
300	3350 ~ 3302	3374	135	6.9	26.6	21	18
262	3258 ~ 3308	3309	130	6.2	26.88	19.5	17.5
237	3311 ~ 3256	3320	130	4.1	29.01	停产	19

现场应用证明：屏蔽洗井液可以在145 °C高温；26.0MPa大压差条件下，连续有效使用240h以上。
现已施工近160口井。

第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

一、典型施工井例

3、马雷气田、大不雷大巴特气田部分施工井统计表

序号	井号	人工井底	生产井段	生产套管	生产套管 最小内径	施工内容	修前产量 (万立方米)	修后产量 (万立方米)
1	105	3044	3018-3038	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	13.22	11.4
2	125	2980	2949-2967	168.3	144.18	打捞封隔器, 更换生产管柱	9.64	8.2
3	127	3035	3006-3033	168.3	144.18	打捞封隔器, 更换生产管柱	停产	12.6
4	129	2987	2927-2944	168.3	144.18	打捞封隔器, 更换生产管柱	13.35	11.5
5	130	2981	2946-2964	168.3	144.18	打捞封隔器, 更换生产管柱	11.52	10
6	133	2978	2948-2964	168.3	143	打捞封隔器, 更换生产管柱	14.38	11.8
7	244	3422	3330-3340	168.3*177. 8	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	22.65	20.8
			3365-3381					
8	267	3570	3487-3535	168.3*177. 8	144.18	打捞封隔器, 更换生产管柱	19.65	16.5
9	287	3564	3530-3560	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	停产	22.4

第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

一、典型施工井例

3、马雷气田、大不雷大巴特气田部分施工井统计表

10	291	3600	3550-3582	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	17.42	15.3
11	304	3579	3548-3560	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	16.54	15.2
12	348	3572	3525-3553	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	停产	13.4
13	216	3329	3279-3286	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	18.36	16.5
			3291-3301					
			3308-3311					
14	217	3327	3275-3309	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	13.56	11.6
15	222	3394.72	3329-3369	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	15.36	14.4
16	224	3403	3329-3363	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	停产	16.8
17	327	3560	3508-3538	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	21.64	19.8

第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

一、典型施工井例

3、马雷气田、大不雷大巴特气田部分施工井统计表

序号	井号	人工井底	生产井段	生产套管	生产套管 最小内径	施工内容	修前产量 (万立方米)	修后产量 (万立方米)
18	330	3570	3507-3527 3532-3540	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	35.72	30
19	416	3100	3058-3069	168.3	144.18	打捞封隔器, 更换生产管柱	14.42	13.2
20	417	3100	3052-3069	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	停产	16.7
21	422	3108	3071-3090	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	15.48	13.1
22	426	3126	3082-3102	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	停产	15.8
23	427	3146	3087-3097	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	15.24	13.2
24	431	3154	3096-3130	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	17.64	15.3
25	432	3137	3096-3133	168.3	144.18	打捞封隔器, 更换生产管柱	12.94	11.6

第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

一、典型施工井例

3、马雷气田、大不雷大巴特气田部分施工井统计表

26	433	3140	3094-3114	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	15.86	13.5
27	434	3150	3111-3148	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	17.54	16.2
28	436	3164	3111-3146	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	停产	22.4
29	437	3181	3116-3150	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	13.26	11.8
30	438	3154	3116-3136	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	15.45	13.1
			3143-3150					
31	439	3178	3120-3152	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	14.46	12.8
32	297	3615	3569-3600	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	35.66	31
33	225	3395	3321-3367	168.3	147.12	打捞封隔器, 更换生产管柱	停产	27.4
34	353	3522	3436-3455	177.8	157.08	打捞封隔器, 更换生产管柱	37.82	32.9
			3467-3476					

第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

二、产品性状

项目	指标
外观	土黄至棕褐色 悬浮颗粒
PH 值 (1%水溶液)	6.0 ~ 8.5
密度 g/cm ³	< 1.50
封堵率% (20MPa条件下)	≥95
渗透率恢复率%	≥80



悬浮颗粒产品照片

第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

三、施工方法

1、暂堵液用量

根据油（气）井资料，先计算好暂堵剂使用量 V

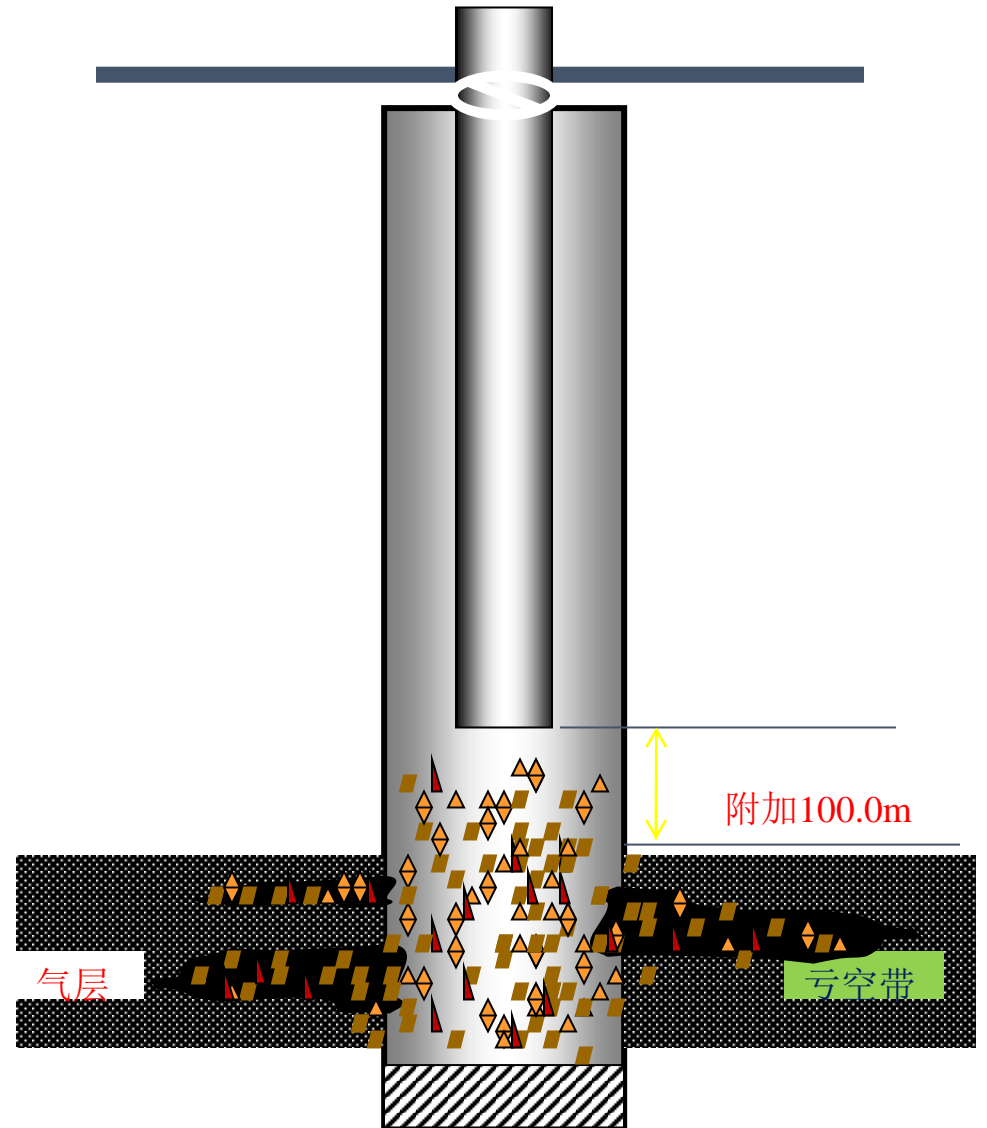
$$V = \pi D^2 (H + 100) / 4 + u$$

式中 V — 暂堵剂溶液用量 m^3

D — 生产套管内径 m

H — 人工井底至射开层顶部的高度 m

u — 近井筒地层亏空体积 m^3



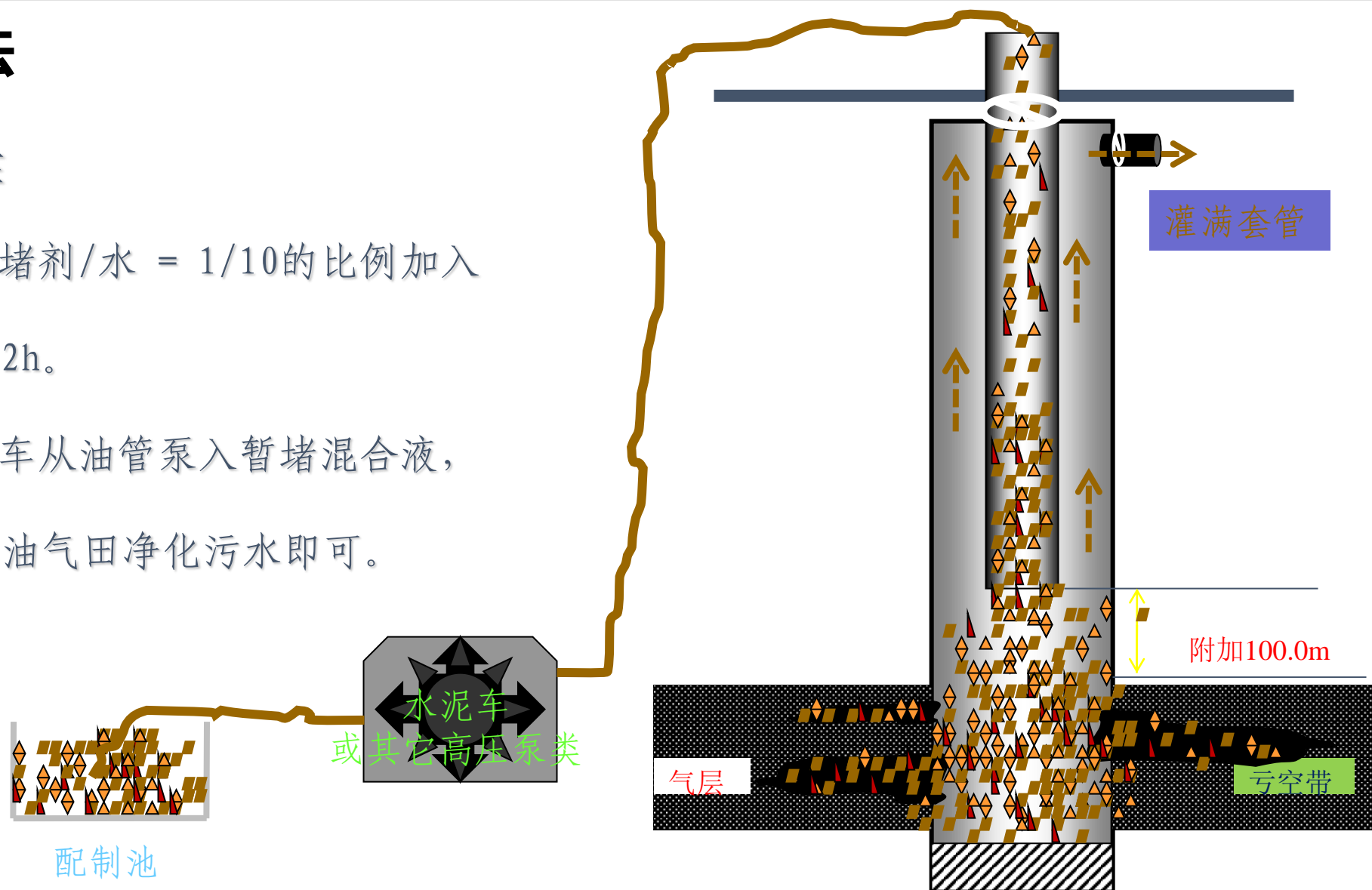
第八部分 典型施工井例、产品性状及施工方法

三、施工方法

2、施工操作

(1) 配制：按暂堵剂/水 = 1/10的比例加入配制池内，浸泡6~12h。

(2) 暂堵：用泵车从油管泵入暂堵混合液，然后连续泵入清水或油气田净化污水即可。



附件1：配伍性试验

屏蔽暂堵液配伍性研究报告

- ❖ 中海油能发采技服油田化学分公司
- ❖ 2010年6月

配伍性实验

取SZ36-1B区油样和LD5-2综合油样，将配制的屏蔽性暂堵液通过离心，取上层清液（胶液）向油样中加入1.0%的胶液，及100ppm的破乳剂，于70°C条件下，比较破乳效果。

		0'	2'	5'	10'	15'	20'	30'	40'	60'	90'	120'
SZ36-1B 油样	空白	0	0	0	0	0	0	0	0.25	0.7	3	10
		0	0	0	0	0	0	0	0	0.5	3	10
	胶液	0	0	0	0	0	0	0	0.25	0.5	3	10
		0	0	0	0	0	0	0	0	0.5	3	10
LD5-2 油样	空白	0	0	0	0	0	0	18	20	24	26	30
		0	0	0	0	0	0	16	20	22	26	30
	胶液	0	0	0	0	0	5	18	20	24	28	30
		0	0	0	0	0	0	18	20	26	28	30

由上表可知，屏蔽性暂堵液对原油的生产流程没有影响

SZ36-1B油样



LD5-2油样



从左至右依次分别为两个空白样、两个待测样

天然气事业部YH7-H5井，水平段暂堵——酸化。
2012.09.10施工，施工压力63MPa。

天然气事业部YH7-H3井，PCS防砂。井眼造壁。
2014.07.26施工。

天然气事业部英买力YM35-1井，暂堵——堵水。