ICS 75.020
E 13

中华人民共和国国家标准

GB/T 8423.2—2018

石油天然气工业术语
第2部分:工程技术

**Petroleum and natural gas industries terminology—
Part 2:Engineering technical**

2018-12-28 发布　　2019-07-01 实施

国家市场监督管理总局
中国国家标准化管理委员会　发布

目　　次

前言 …… Ⅲ
1　范围 …… 1
2　钻井工程 …… 1
2.1　钻井总论 …… 1
2.2　钻井的工程地质条件 …… 3
2.3　钻前工程 …… 3
2.4　钻井工具、设备及仪表 …… 4
2.5　钻进工艺 …… 7
2.6　定向钻井 …… 15
2.7　取心钻井 …… 19
2.8　钻井液 …… 20
2.9　油气井压力控制 …… 27
2.10　钻井井下故障及处理 …… 34
2.11　固井与完井 …… 37
2.12　石油钻井技术经济 …… 43
2.13　海洋钻井工程 …… 51
3　石油物探 …… 58
3.1　石油物探测量 …… 58
3.2　地震勘探资料采集 …… 59
3.3　地震勘探数据处理 …… 62
3.4　地震勘探资料解释 …… 66
3.5　重磁电勘探 …… 67
3.6　井中地球物理勘探 …… 70
3.7　物探装备 …… 71
4　石油测井 …… 73
4.1　通用术语 …… 73
4.2　电法测井 …… 76
4.3　放射性测井 …… 80
4.4　核磁共振测井 …… 81
4.5　声波测井 …… 83
4.6　测井资料处理与解释 …… 84
4.7　测井仪器设备 …… 88
4.8　生产测井 …… 89
4.9　射孔 …… 91
4.10　井壁取心 …… 93
5　完井液 …… 93
索引 …… 95

前　言

GB/T 8423《石油天然气工业术语》分为6个部分：

——第1部分：勘探开发；

——第2部分：工程技术；

——第3部分：油气地面工程；

——第4部分：油气计量与分析；

——第5部分：设备与材料；

——第6部分：安全环保节能。

本部分为GB/T 8423的第2部分。

本部分按照GB/T 1.1—2009给出的规则起草。

本部分由全国石油天然气标准化技术委员会(SAC/TC 355)提出并归口。

本部分起草单位：中国石油集团工程技术研究院有限公司、中国石油大学(华东)、中国石油大学(北京)、中国石油集团东方地球物理勘探有限责任公司、中国石油集团公司工程技术分公司、中海油能源发展股份有限公司、大庆油田有限责任公司试油试采分公司、中石化胜利石油工程有限公司、中国石油集团测井有限公司、中国石油勘探开发研究院。

本部分主要起草人：汪海阁、管志川、詹仕凡、毛志强、王鹏、蔡加铭、高杰、廖华林、邹雪峰、赵明辉、黄根炉、张延庆、鞠晓东、陈建兵、易碧金、严新新、王永涛、乔文孝、杨小珊、陈沅忠、谢然红、卜海、李秀山、胡秀妮、李旭芳、吴文圣、郑长建。

石油天然气工业术语
第2部分:工程技术

1 范围

GB/T 8423的本部分界定了石油天然气工业工程技术服务专用的术语及定义。

本部分适用于石油天然气工程技术服务领域,石油天然气工业其他领域可参照使用。

2 钻井工程

2.1 钻井总论

2.1.1

钻井 well drilling

利用破岩工具以及相配套的工艺、装备与技术从地表到地下形成具有一定轴线轨迹形状圆形井筒的施工及作业。

2.1.2

井 well

以勘探开发石油天然气等地下资源及获取地下信息为目的,在地层中钻出的具有一定深度的圆柱形孔眼。

2.1.3

井眼 wellbore

井筒

井身

一口井的整体。

2.1.4

井壁 wellbore wall

井眼的圆柱形内壁。

2.1.5

井段 well section;well interval

井眼中的某一段。

2.1.6

裸眼 open hole

未用套管、筛管以及其他措施封隔的井段。

2.1.7

井深 well depth;measured depth

测深

斜深

从转盘面(参照点)至井内某测点间的井眼轴线的实测长度。

2.1.8

垂深　true vertical depth

井眼轴线上某点至井口所在水平面的距离。

2.1.9

井径　wellbore diameter

井眼的直径。

2.1.10

环空　annulus

环形空间

井内下有管柱时，井壁与管柱或管柱和管柱之间的环形柱状空间。

2.1.11

井身结构　well structure

油气井在设计时或完井后的基本空间形态，主要包括一口井的套管层数、每层套管下入深度及各层套管的直径、相应各井段的井眼直径及裸眼井深和管外的水泥返深。

2.1.12

套管程序　casing program

一口井的套管层数，主要包括每层套管下入深度及各层套管的直径、相应各井段的井眼直径及裸眼井深。

2.1.13

井型　well type

按井眼轨道形状对井的分类，通常分为直井、定向井。

2.1.14

直井　vertical well

设计的井眼轴线为一铅垂线的井。

2.1.15

定向井　directional well

设计的目标点与井口不在同一铅垂线上的井。

2.1.16

钻井种类　kinds of drilling

根据钻井环境、钻井设备及工具、工艺技术等所划分的钻井类别。按破碎岩石方式可分为顿钻钻井、旋转钻井；按钻井施工环境可分为陆上钻井、海上钻井；按钻井工艺可分为过平衡压力钻井、近平衡压力钻井、平衡压力钻井、欠平衡压力钻井、控压钻井、取心钻井、连续管钻井、套管钻井等；按钻井循环介质可分为钻井液钻井、气体钻井、雾化钻井、泡沫钻井、充气钻井液钻井等。

2.1.17

海上钻井　offshore drilling

海洋钻井

用钻井平台或钻井船在不同水深的水域进行的钻井。

2.1.18

陆上钻井　land drilling

利用钻井装备在陆地上进行的钻井。

2.1.19

工程报废井　abandoned well

由于工程原因未能实现钻井目的，又不能用做采油(气)或辅助生产而废弃的井。

2.1.20

钻井设计　well design

钻井施工的依据，包括钻井地质设计、钻井工程设计等。

2.1.21

钻井工程设计　drilling engineering design

按照地质任务的目的和要求，预先制定的钻井程序、工艺方法、施工计划、成本预算等。

2.1.22

钻井工程质量　drilling engineering quality

衡量钻井工程作业质量的重要指标，主要包括井身质量、固井质量、取心质量、油气层保护等。

2.1.23

钻井工序　drilling procedure

钻井工艺过程的各阶段，一般包括钻前工程、钻进、取心、中途测试、测井、固井和完井等。

2.1.24

钻井进度　drilling progress

用时间段表示的钻井工序施工进展程度。

2.2　钻井的工程地质条件

2.2.1

正常地层压力　normal formation pressure

等于地层流体的静液压力，其值等于从地面到地下某深度处的连续地层水的静液压力。

2.2.2

异常地层压力　abnormal formation pressure

其值大于或小于正常地层静液压力的地层压力。

2.2.3

安全泥浆密度窗口　safety drilling fluid density window

地层破裂压力、地层孔隙压力、地层坍塌压力三条压力曲线之间不导致地层破裂、溢流或坍塌的压力区间。

2.2.4

压持效应　chip hold-down effect

井底液柱压力大于地层孔隙压力时产生的正压差，使已破碎的岩屑被压紧在井底，造成重复破碎、机械钻速降低的现象。

2.3　钻前工程

2.3.1

定井位　location determination

按钻井地质设计井口和钻探目标的地理坐标，结合地形及施工技术条件，综合勘测确定井口位置。

2.3.2

井场　wellsite

建井施工必需的作业场地。

2.3.3

大门方向　V-door direction

沿井口纵向中心线指向井架正前方的方向。

2.3.4

钻机基础　rig foundation

钻井设备基础

承受钻机载荷并将其传递至地基的构筑物。

2.3.5

圆井　cellar

方井

为便于井口装置安装、操作，挖建的圆(或方)形坑井。

2.3.6

钻机安装　rig installation

井场设备就位、组装、校正、固定和试运转等项工作的总称。

2.3.7

穿大绳　drilling line stringing

穿钢丝绳

将钻井钢丝绳按一定顺序，穿绕天车及游动滑车，并将快绳端及死绳端分别固定在绞车滚筒和死绳固定器上的作业。

2.3.8

井架起升　derrick hoisting

利用钻井设备自身所配备的动力，将井架由水平位置起升至工作位置的作业。

2.3.9

井架校正　derrick alignment

使天车中心对正转盘中心，其同轴度符合规定要求，再将井架与人字架锁固。

2.3.10

钻机整体拖运　rig skidding

钻机主要部件不拆开，被整体拖运到新的井位上。

2.4　钻井工具、设备及仪表

2.4.1

喷嘴　nozzle

安装在钻头水眼内，将钻井液的压能转换为射流动能的能量转换器。

2.4.2

牙轮钻头编码　rock bit code

国际钻井承包商协会(IADC)对牙轮钻头进行分类的编号，用三位数字代表钻头的结构特点和适合的地层，以便识别和选用。

2.4.3

牙轮钻头磨损分级　dull grading for rock bits

国际钻井承包商协会(IADC)对牙轮钻头磨损评价制定的统一标准。

2.4.4

井底造型　establishing a bottom hole pattern

钻头刚下到井底时先用小钻压钻进修整井底，使井底形状与钻头剖面形状相吻合的过程。

2.4.5

钻头涡动　bit whirl

钻头中心偏离井眼中心的涡旋运动。

2.4.6

钻头选型　bit selection

以快速、安全、经济钻井为目标，根据井眼尺寸、地层岩性和钻井参数等确定钻头类型。

2.4.7

钻头磨损分级　dull grading system

国际钻井承包商协会(IADC)制定的钻头磨损统一分级标准。该标准将牙轮钻头和固定齿钻头(PDC钻头、金刚石钻头、TSP钻头等)的磨损统一按内区齿磨损、外区齿磨损、磨损特征、磨损位置、轴承/密封、保径、其他特征、起钻原因8个参数进行评价。

2.4.8

大鼠洞　rat hole

用于放置方钻杆和水龙头联接件的洞，位于钻台左前方井架大腿与井口的连线上。

2.4.9

小鼠洞　mouse hole

位于转盘的正前方，用于放置钻杆单根或其他工具的洞。

2.4.10

钻具　drilling tools

井下钻井工具的总称，一般指方钻杆、钻杆、钻铤、接头、稳定器、井眼扩大器、减振器、震击器、钻头等井下工具等。

2.4.11

钻具组合　drill string assembly

钻具配合

各种钻井工具选配和连接而成的井下整体组合。

2.4.12

钻柱　drill string

自水龙头以下钻头以上钻具管串的总称，由方钻杆、钻杆、钻铤、接头、稳定器等钻具组成。

2.4.13

复合钻柱　combination drill string

由几种不同尺寸、不同壁厚或不同钢级的钻杆所组成的钻柱。

2.4.14

下部钻具组合　bottom hole assembly；BHA

底部钻具组合

钻头之上主要用于控制钻头前进方向的包括各种特殊钻具在内的紧靠钻头的一段钻柱。

2.4.15

满眼钻具　packed hole assembly

主要用于防斜和稳斜的由外径接近于钻头直径的多个稳定器和大尺寸钻铤组成的下部钻具组合。

2.4.16

塔式钻具　tapered drill collar string

主要用于防斜和纠斜的由直径不同的几种钻铤组成的、上小下大的下部钻具组合。

2.4.17

钟摆钻具　pendulum assembly

根据钟摆原理设计的、主要用于防斜和纠斜的下部钻具组合。

2.4.18

钻柱屈曲　drill string buckling

由轴向压力引起的钻柱失稳弯曲。

2.4.19

临界钻压　critical weight on bit

使一定尺寸下部钻柱产生屈曲的最小钻压。

2.4.20

钻柱振动　drill string vibration

钻柱在井内工作时产生的纵向、横向及扭转等振动现象。

2.4.21

钻柱自转　drill string rotation

钻柱绕自身轴线旋转。

2.4.22

钻柱公转　drill string revolution

钻柱绕井眼轴线旋转。

2.4.23

中性点　neutral point

按浮力系数法计算的钻柱上轴向力等于零的截面位置。

2.4.24

零轴向力点　zero axial stress point

按压力面积法计算的钻柱上轴向力等于零的截面位置。

2.4.25

上扣扭矩　make-up torque

螺纹连接达到上紧时的扭矩值。

2.4.26

减振器　shock absorber

一种安装在钻柱上的、能吸收来自井底产生的轴向和扭转振动的工具。

2.4.27

扩眼工具　reamer

用于扩大井眼直径的井下工具。

2.4.28

钻具止回阀　drill string back pressure valve

钻具回压阀

安装在钻具内部用于阻止流体向钻柱内反向流动的阀门。

2.4.29

井口工具　rig tool

钻台上用于井口操作的工具。

2.4.30

卡瓦　slips

起下钻井管柱的用于将钻井管柱卡紧在转盘上的一种工具。

2.4.31

安全卡瓦　safety clamps

起下钻铤时防止其滑落的一种辅助工具。

2.4.32

提升短节　lift sub

起下钻铤的一种工具。类似短钻杆，用于起下钻铤时接在钻铤的螺纹上以便能用吊卡进行起下钻。

2.4.33

钻头装卸器　bit breaker

专门用于在井口旋接和卸开钻头的工具。

2.4.34

套管钳　casing tong

上、卸套管柱螺纹用的工具。

2.4.35

指重表　weight indicator

测量和显示大钩上载荷变化情况的仪表，它可显示和记录悬重、钻重和钻压。

2.4.36

转盘扭矩表　rotary table torque indicator

测量并显示转盘扭矩大小的仪表。

2.4.37

泵压表　pump pressure indicator

测量和显示泵压大小的仪表。

2.5　钻进工艺

2.5.1

钻进　drilling

使用一定的破岩工具、工艺、装备与技术，不断破碎井底岩石，加深井眼的作业过程。

2.5.2

钻进参数　drilling parameter

表征钻进过程中的可控因素所包含的设备、工具、钻井液以及操作条件的重要性质的量，如钻压、转速、泵压、排量、钻头喷嘴直径、钻头水功率、钻井液性能参数等。

2.5.3

钻压　weight on bit

钻进时施加于钻头上的沿井眼前进方向上的力。

2.5.4

悬重　free hanging weight

钻柱在悬吊状态下指重表所显示的载荷。

2.5.5

大钩载荷　hook load

大钩所承受的轴向力。

2.5.6

转速　rotary speed

钻头或钻柱的旋转速度。

注：通常以转每分钟(r/min)为单位。

2.5.7

排量　flow rate

流量

单位时间内通过钻井泵排出口的流体量。

2.5.8

钻进扭矩　torque while drilling

钻进时钻头或钻柱上所受的瞬时扭矩。

2.5.9

开钻　spud-in

下入导管或各层套管后第一只钻头开始钻进的统称，并依次称为第 1 次开钻，第 2 次及第 n 次开钻。

2.5.10

完钻　finishing drilling

全井钻进阶段的结束。

2.5.11

送钻　bit feed；feed off

钻进时，随着井眼不断加深，钻柱不断下放，始终保持给钻头施加一定钻压的过程。

2.5.12

方入　kelly-in

在补心面以下的方钻杆长度。

2.5.13

方余　kelly-up

在补心面以上的方钻杆长度。

2.5.14

进尺　penetration footage

钻头钻进的累计长度。

2.5.15

钻时　drilling time

钻进单位进尺所用的时间。

注：通常以分钟每米(min/m)为单位。

2.5.16

划眼　redressing

在已钻井眼内，边循环边旋转上提或下放钻具的过程。

2.5.17

倒划眼　back redressing

在已钻井眼内，边循环边旋转上提钻具的过程。

2.5.18

扩眼　reaming

用扩眼工具扩大井眼直径的过程。

2.5.19

蹩钻　bit bouncing

在钻进中钻头所受力矩不均，转盘转动异常的现象。

2.5.20

跳钻　bit jumping

钻进中钻头在井底工作不平稳使钻柱产生明显纵向振动的现象。

2.5.21

干钻　dry drilling；drilled dry

在钻井流体未流过钻头的情况下钻进。

2.5.22

顿钻　drill string free fall

钻柱失控下滑顿到井底或其他受阻位置的现象。

2.5.23

溜钻　drill string not well braked

由于操作失误或设备故障，导致钻具无控制下滑，出现瞬时过大钻压的现象。

2.5.24

打倒车　reverse rotation

钻具转动受阻严重、摘除转盘或顶部驱动动力时发生急速倒转的现象。

2.5.25

放空　drilling break

钻进中钻柱能无阻地送入一定长度的现象。

2.5.26

纠斜　hole straightening

采取措施降低井斜角的作业。

2.5.27

钻杆测试　drill stem test

在钻井过程中或完井之后，利用钻杆下入工具测试裸眼地层流体相关参数的作业。

2.5.28

缩径　tight hole

因井壁岩石膨胀、蠕变等原因使井径变小的现象。

2.5.29

井径扩大　hole enlargement

因井壁岩石坍塌、溶蚀(盐岩)等原因使井径变大的现象。

2.5.30

单根　single

一根钻杆或钻铤。

2.5.31

双根　double

两根钻杆或钻铤连成一体。

2.5.32

立根　stand

立柱

由多根钻具连接在一起能立在钻台钻杆盒上的一柱钻柱。

2.5.33

替根　alternated pipe

当单根钻杆的长度大于方钻杆的有效长度时，在井口用于代替长钻杆钻进一段井深然后再用长钻杆替换掉的短钻杆。

2.5.34

接单根　make a connection

当钻完方钻杆的有效长度时，将一根钻杆或钻铤接到井内钻柱上使之加长的操作。

2.5.35

起下钻　round trip

将井下的钻柱从井眼内起出来和将钻具下到井眼内的作业。

注：上述两项操作分别称为起钻、下钻。

2.5.36

短起下钻　short trip

根据钻井工艺的需要，从井内起出若干钻具，再将它们下入井内的作业。

2.5.37

倒换钻具　switching within strings

为改变钻具受力状况，下钻时变换部分钻具原先的下入顺序或替换一定数量钻具的作业。

2.5.38

起钻错扣　interchange within stands

起钻时，改变形成立根的卸扣位置的作业。

2.5.39

卸钻具　break down drilling stands

甩钻具

完钻后将钻柱卸成单根，从钻台上下放到场地的过程。

2.5.40

换钻头　bit changing

通过起下钻更换钻头的作业。

2.5.41

钻头磨合　running in

在新钻头使用的初期，一般采用低钻压、低转速钻进一段时间，使钻头适应井底工作条件的过程。

2.5.42

倒大绳　sliping and cut off drilling line

因快绳磨损等而将快绳与滚筒连接的一段钢丝绳截掉，再从钢丝绳储存滚筒中放出相应的一段并将快绳前端与滚筒接好的作业。

2.5.43

钻具刺穿　wash out

钻井液在压力作用下穿透钻柱本体或螺纹。

2.5.44

憋泵　pump choking up

因循环系统堵塞等原因使泵压剧增的现象。

2.5.45

循环钻井液　circulating drilling fluid

开泵将钻井液通过循环系统进行循环。

2.5.46

低压循环　surface circulation

地面循环

钻井液只经过地面管汇进行循环。

2.5.47

地质循环　circulating for geologic observation

因地质需要而停止钻进,进行的钻井液循环。

2.5.48

循环短路　circulating shortcut

在循环钻井液过程中,因钻具刺穿而使部分钻井液未通过钻头喷嘴而进入环空的现象。

2.5.49

循环周　circulation circle

钻井液从井口管柱内泵入至环空返出地面所需的时间。

2.5.50

井史　drilling report

一口井的档案资料,包括钻井、地质、完井等施工作业数据和资料。

2.5.51

钻井日报表　daily drilling report

记录一日内(24 h)钻井施工工作情况的综合性报告表。

2.5.52

钻井班报表　tour report

记录钻井班工作情况(包括钻井进度、钻井参数、钻井时效、存在和需要解决的问题等)的报表。

2.5.53

钻井液班报表　drilling fluid tour report

记录钻井作业班钻井液性能及维护处理情况等内容的报表。

2.5.54

钻头记录　bit record

钻头类型、使用情况、磨损分析等资料的记录。

2.5.55

钻具记录　drilling string record

所用钻具的各种数据和使用情况的记录。

2.5.56

钻井水力参数　drilling hydraulic parameter

表征钻头水力特性、射流水力特性以及地面水力设备性质的量，如：钻井泵的功率、排量、泵压、以及钻头水功率、钻头水力压降、钻头喷嘴直径、射流冲击力、射流喷速、环空钻井液上返速度、钻井液性能参数等。

2.5.57

射流　jet

从喷嘴中喷出的高速液流。

2.5.58

射流水力参数　jet hydraulic parameters

用来描述射流水力特性的参数，包括射流喷速、冲击力和水功率。

2.5.59

井底净化　bottom-hole cleaning

在喷射钻井中利用射流将破碎的岩屑冲离井底，使之进入环空的过程。

2.5.60

钻头水力参数　bit hydraulic parameters

用以表征钻头水力特性的参数，包括钻头压降和钻头水功率。

2.5.61

钻井液循环系统　drilling fluid circulation system

钻井过程中实现钻井液循环及净化的管路和设备。

2.5.62

循环压耗　circulating pressure loss

钻井液在循环系统中流动所造成的压力损耗，包括地面管汇压耗、钻柱内压耗和环空压耗。

2.5.63

钻井液流态　drilling fluid flow pattern

钻井液流动的状态，分为塞流、层流、紊流和过渡流。

2.5.64

最大钻头水功率工作方式　maximum bit hydraulic horsepower regime

在水力参数设计中，以获得最大钻头水功率为目标来确定流量及其他水力参数的工作方式。

2.5.65

最大射流冲击力工作方式　maximum jet impact force regime

在水力参数设计中，以获得最大射流冲击力为目标来确定流量及其他水力参数的工作方式。

2.5.66

最大射流喷速工作方式　maximum jet velocity regime

在水力参数设计中，以获得最大射流喷速为目标来确定流量及其他水力参数的工作方式。

2.5.67

最优排量　optimum flow rate

能够实现所设计的喷射钻井工作方式的钻井液流量。

2.5.68

最优喷嘴直径　optimum nozzle diameter

能够实现所设计的喷射钻井工作方式的喷嘴直径。

2.5.69

钻井泵的额定功率工作状态　drilling pump rated power regime

钻井泵在额定功率限定下的工作状态。

2.5.70

钻井泵的额定压力工作状态　drilling pump regulated flow rate regime

钻井泵在允许压力限定下的工作状态。

2.5.71

钻井泵效率　pump efficiency

钻井泵输出功率和输入功率的比值。

2.5.72

携岩　cuttings carrying

携屑

钻井液从环形空间将岩屑携带到地面上的过程。

2.5.73

岩屑运移比　cutting transport ratio

岩屑举升效率

岩屑上升速度与钻井液上返速度的比值。

2.5.74

环空岩屑浓度　cutting concentration in annulus

环空中岩屑的体积占环空总体积的百分数。

2.5.75

岩屑上返速度　cutting rising velocity

岩屑随钻井液上升的绝对速度。

2.5.76

岩屑沉降速度　particle slip velocity

岩屑在钻井液中下沉的速度。

2.5.77

最低环空返速　minimum drilling fluid annular velocity

将岩屑携带至地面所需的环空钻井液的最小上返速度。

2.5.78

宾汉流型　Bingham-plastic fluid model

当施加的剪应力小于屈服值时，流体不流动，而当剪应力超过屈服值以后流速梯度与剪切应力成正比。

2.5.79

幂律流型　Power law fluid model

流体流动时的剪切应力与速度梯度之间呈指数关系。

2.5.80

假塑性流体　pseudoplastic fluid

视黏度随剪切速率增加而减小的流体。

2.5.81

膨胀性流体　dilatant fluid

视黏度随剪切速率增加而增加的流体。

2.5.82

触变性流体　thixotropic fluid

在恒定剪切速率其黏度随作用时间的增加而减小的流体。

2.5.83

偏心环空　eccentric annulus

井内管柱轴线与井眼轴线偏离一定程度的环空。

2.5.84

环空偏心度　annulus eccentricity

井内管柱轴线与井眼轴线间的偏移距离与井眼半径和管柱半径之差的比值。

2.5.85

井底流场　bottom-hole flow field

表征井底液流流动特性的物理量。

2.5.86

水力破岩　hydraulic cutting

采用井底射流的水力能量破碎岩石的破岩方式。

2.5.87

水力机械联合破岩　combined rock-cutting by hydraulic and mechanical power

采用水力能量和机械能量同时进行破岩。

2.5.88

钻井目标函数　penetration objective function

由一系列相关参数组合而成的可衡量钻井效果的函数。

2.5.89

最优磨损量　optimum wear

在一定的钻压、转速组合下，钻头磨损到钻进成本最低时所对应的牙齿或轴承磨损量。

2.5.90

最优钻压　optimum weight on bit

在某一转速和某一钻头牙齿或轴承磨损量条件下，钻进成本最低的钻压值。

2.5.91

最优转速　optimum rotary speed

在某一钻压和某一钻头牙齿或轴承磨损量条件下，钻进成本最低的转速值。

2.5.92

钻进成本方程　drilling cost model

以单位进尺成本作为目标函数建立的一种数学模式。

2.5.93

钻速方程　drilling rate model；ROP model

反映影响钻进的各项因素与机械钻速之间关系的数学模式。

2.5.94

牙齿磨损量　tooth wear ratio

牙齿的磨损高度与名义上完全磨损时的磨损高度的比值。

注：其范围为0～1，新钻头时为0，牙齿完全磨损时为1。

2.5.95

牙齿磨速方程　tooth wear equation

反映钻压、转速、牙齿磨损状况、地层研磨性、钻头类型等因素与牙齿磨损速度之间关系的数学表达式。

2.5.96

轴承磨损量　bearing wear

实际工作时间与轴承寿命的比值。

注：其范围为0～1，新钻头时轴承磨损量定为0，轴承失效时的磨损量定为1。

2.5.97

门限钻压　threshold weight on bit

钻压与转速的典型关系曲线中，把钻速与钻压关系线性化后的截距。

2.6　定向钻井

2.6.1　定向井类型

2.6.1.1

丛式井　cluster wells

在同一井场或钻井平台按一定井口间距钻出两口或两口以上的一组井。

2.6.1.2

救援井　relief well

救险井

为抢救井喷失控、着火油气井，在其一定安全距离位置设计、施工与事故井连通，达到控制井喷目的的井。

2.6.1.3

分支井　multilateral wells；multi-branch wells

多底井

同一井口设计有两个或两个以上井底的井。

2.6.1.4

绕障井　detouring obstacle well

为绕过井口和目标点之间的障碍而设计的定向井。

2.6.1.5

多目标井　multi-target directional well

多靶井

具有两个或两个以上目标点的定向井。

2.6.1.6

大斜度井　high angle well

最大井斜角超过55°的定向井。

2.6.1.7

水平井　horizontal well

井眼进入目的层时井斜角接近、等于或大于90°并在目的层中延伸一定长度的定向井。

2.6.1.8

径向水平井　radial horizontal well

用特殊工具在直井眼内直接转向水平,然后延伸一段距离的井。

2.6.1.9

侧钻井　sidetrack well

从已有井眼的选定深度处侧向钻出并钻达目标点的井。

2.6.1.10

大位移井　extended reach well

水平位移超过 3 000 m 或水平位移与垂深比值大于 2 的定向井。

2.6.1.11

斜直井　slant hole

自井口开始设计井眼轨道就是斜直井段的定向井。

2.6.1.12

连通井　connected well

为实现与目标井在特定位置连通所设计并施工的井。

2.6.2　井眼轨迹参数

2.6.2.1

井斜角　inclination

井眼轴线上某点沿钻进方向的切线与该点重力线之间的夹角。

2.6.2.2

井斜变化率　inclination change rate

单位长度的井段内井斜角变化量。增斜时称增斜率;降斜时称降斜率。

注:井斜变化率的单位宜为度每三十米[(°)/30 m]。

2.6.2.3

井斜方位角　azimuth

方位角

以井眼轴线上某点的正北方位线为始边顺时针旋转到该点井斜方位线所转过的角度(某点的井斜方位线是指井眼轴线上该点沿钻进方向的切线在水平面上的投影线)。

2.6.2.4

方位变化率　azimuth change rate

单位长度的井段内井斜方位角变化量。

注:方位变化率的单位宜为度每三十米[(°)/30 m]。

2.6.2.5

闭合距　closure distance

水平位移　horizontal displacement

井眼轴线上某点至井口所在铅垂线的距离。

2.6.2.6

水平投影长度　horizontal projection length

水平长度

井眼轴线上某点和井口之间井段在水平面上的投影长度。

2.6.2.7

闭合方位角　closure azimuth

平移方位角　departure direction

以井眼轴线上某点的正北方位线为始边顺时针旋转到该点平移方位线所形成的角度。

2.6.2.8

视平移　vertical section

井眼轴线上某点的闭合距在设计方位线上的投影长度。

2.6.2.9

北南位移　longitudinal

井眼轴线上某点的闭合距在北南方位线上的投影，北为正，南为负。

2.6.2.10

东西位移　departure

井眼轴线上某点的闭合距在东西方位线上的投影，东为正，西为负。

2.6.2.11

全角变化值　overall angle change

一个井段内井斜角和井斜方位角综合变化值。其计算公式为：

$$\gamma=\sqrt{\Delta\alpha^2+\Delta\phi^2\times\sin^2\overline{\alpha}}$$

式中：

γ ——该井段的全角变化值；

$\Delta\alpha$——该井段井斜角变化量；

$\Delta\phi$——该井段井斜方位角变化量；

$\overline{\alpha}$ ——该井段的平均井斜角。

2.6.2.12

全角变化率　overall angle change rate

井眼曲率　borehole curvature

表示井眼弯曲程度的参数，数值上等于单位长度井段内全角变化值。

注：全角变化率的单位宜为度每三十米[(°)/30 m]。

2.6.3　**靶**

2.6.3.1

靶点　target point

目标点

设计井眼轨道穿过的目标层中的坐标点。

2.6.3.2

靶区　target area

包括靶点在内划定的井眼轨迹在目标层中的范围。

2.6.3.3

靶前位移　horizontal displacement of target

第一靶点至井口所在铅垂线的距离。

2.6.4 井眼轨道设计

2.6.4.1

井眼轨道 well trajectory

设计的定向井井眼轴线形状。

2.6.4.2

造斜点 kick off point

定向造斜的起始点。

2.6.4.3

井眼防碰 anti-collision

防止相邻井眼相碰的技术。

2.6.5 井眼轨迹控制

2.6.5.1

弯接头 bent sub

上、下两端螺纹轴线有一定夹角的接头。

2.6.5.2

动力钻具 downhole motor

井底马达

用于驱动钻头转动的井下动力机械。

注：常用动力钻具有涡轮钻具和螺杆钻具。

2.6.5.3

导向钻井 steerable drilling

利用导向造斜工具、随钻测量仪对井眼轨迹进行随钻监测、适时调控的钻井方式。

2.6.5.4

闭环钻井系统 closed-loop drilling system

能够随钻测量井眼轨迹，并能自动导向控制井眼轨迹钻达设计目标的钻井系统。

2.6.5.5

侧钻 sidetracking

在已钻的井眼内，从井壁一侧钻出新井眼的工艺过程。

2.6.5.6

井眼高边 high side

井眼高边方向

倾斜弯曲井眼上任一井深处的截面都是一个倾斜的圆，圆心到该圆最高点的连线方向称为高边方向。

2.6.5.7

工具面 tool face

造斜工具本体轴线与造斜力作用方向线构成的平面。

2.6.5.8

工具面角 tool face angle

工具面向与基准方向之间的夹角。

2.6.5.9

定向　orientation

采用一定的工艺措施保证造斜工具的工具面在井下位于预定方位上的工艺过程。

2.6.5.10

定向接头　orientation sub

一种用于标记造斜工具面的接头。

2.6.6　测量

2.6.6.1

磁干扰　magnetic interference

受井眼内及其周围的磁性物质影响，磁性测量仪器测量结果失真的现象。

2.6.6.2

无磁钻柱　non-magnetic drill string

由相对导磁率近似于 1 的合金材料制成的钻柱。

2.6.6.3

测斜仪　survey tools

能够测量井眼测点处的井斜角、方位角和工具面角等参数的仪器。

2.6.6.4

随钻测量系统　measurement while drilling；MWD

在钻进过程中实时测量井眼测点处的井斜角、方位角和工具面角等参数，并将信息实时传送至地面的测量装置。

2.6.6.5

随钻地震　seism while drilling；SWD

利用钻进过程中钻头的震动作为震源，在地面上接收震动波，从而判断钻头前方的地层特性。

2.7　取心钻井

2.7.1

取心　coring

利用取心工具钻取地层中岩石样品（岩心）的作业。

2.7.2

树心　core shaping

取心钻头下到井底后以轻钻压慢转速钻进，使井底地层与钻头形状完全吻合，并钻进 0.15 m～0.30 m 以形成岩心的阶段。

2.7.3

割心　core cutting

取心钻进到预定长度，把岩心柱从钻头底部割断的作业。

2.7.4

取心方法　coring method

根据不同取心目的与要求，采用相应取心工具和工艺技术进行取心作业。

2.7.5

绳索取心　wireline coring

从钻具内利用钢丝绳和打捞器把内岩心筒及岩心一同提出地面的取心。

2.7.6

密闭取心　sealing coring

在取心钻进中，使用密闭取心液保护岩心不受钻井液污染的取心。

2.7.7

定向取心　oriented coring

能够确定岩心所处的倾角、倾向等要素的取心。

2.7.8

密闭液　sealing fluid

密闭取心钻井时置于岩心筒内保护岩心的专用液体。

2.7.9

取心进尺　coring footage

钻取岩心时，钻进的实际长度。

2.7.10

岩心长　core recovery length

取出岩心的实际长度。

2.7.11

岩心密闭率　core sealing percentage

岩心密闭、微浸的长度和与岩心取样总长度之比的百分数。

2.7.12

岩心保压率　core pressure-retained percentage

地面实测岩心压力与井底液柱计算压力之比的百分数。

2.7.13

堵心　blocked core

取心钻进时，岩心及堆积物将钻头喉部及内筒底部堵死，影响岩心继续进入内筒。

2.7.14

磨心　core grinding

在取心钻进中，由于岩心被卡或被堵，导致岩心面与岩心面之间的磨损。

2.8　钻井液

2.8.1　一般概念

2.8.1.1

钻井液　drilling fluid

泥浆

钻井过程中用以满足钻井工作需要的各种循环流体的总称。

2.8.1.2

滤饼　cake

泥饼

钻井液在过滤过程中沉积在过滤介质上的沉积物。

2.8.1.3

钻井液滤液　drilling fluid filtrate

钻井液通过过滤介质流出的液体。

2.8.1.4

黏土造浆率　yield of clay

每吨黏土能配出表观黏度为 15 mPa·s 的钻井液量。

2.8.2　**材料及处理剂**

2.8.2.1

膨润土　bentonite

主要矿物成分为蒙脱石(montmorillonite)的造浆黏土。

2.8.2.2

有机土　organic clay;organophilic clay

用表面活性剂处理过、能分散在油中形成亲油胶体并使油基钻井液的黏度和切力升高的黏土。

2.8.2.3

加重材料　weighting material

加重剂

用于提高钻井液或水泥浆密度的材料。

2.8.2.4

降滤失剂　filtrate reducer

降失水剂

降低钻井液、水泥浆及完井液滤失量的处理剂。

2.8.2.5

防塌封堵剂　anti-sloughing blocking agent

在钻井过程中用于封堵微裂缝的处理剂。

2.8.2.6

页岩抑制剂　shale inhibitor

降低泥页岩的水化作用且具有页岩抑制性的处理剂。

2.8.2.7

堵漏材料　lost circulation material;LCM

堵漏剂

能防止或减少钻井液从井筒漏入地层的材料。

2.8.2.8

包被絮凝剂　encapsulating flocculant

包被或絮凝钻井液有害固相的处理剂。

2.8.2.9

防泥包剂　balling inhibitor

防止钻头和钻具泥包的处理剂。

2.8.2.10

解卡剂　pipe-freeing agent

用于解除黏附卡钻或压差卡钻的处理剂。

2.8.2.11

屏蔽暂堵剂　temporary plugging additive;temporary shielding additive

由特定架桥粒子、可变形粒子组成,可在井壁附近形成可解除的屏蔽暂堵带的处理剂。

2.8.3 性能

2.8.3.1

钻井液密度 drilling fluid density；mud weight

单位体积钻井液的质量。

注：单位为克每立方厘米(g/cm³)。

2.8.3.2

漏斗黏度 funnel viscosity；FV

用漏斗黏度计测得的流出一定体积钻井液所经历的时间。

注 1：单位为秒(s)。

注 2：测试方法参见 GB/T 16783.1。

2.8.3.3

初切力 initial gel strength

钻井液充分搅拌后静置 10 s 时测得的切力。

注 1：单位为帕(Pa)。

注 2：测试方法参见 GB/T 16783.1。

2.8.3.4

终切力 ten-minute gel strength

钻井液充分搅拌后静置 10 min 时测得的切力。

注 1：单位为帕(Pa)。

注 2：测试方法参见 GB/T 16783.1。

2.8.3.5

低温低压滤失量 low-temperature/low-pressure filter loss

API 滤失量

对钻井液进行[加]压[过]滤试验时，通过过滤介质的滤液体积。

注 1：单位为立方厘米(cm³)或毫升(mL)。

注 2：测试方法参见 GB/T 16783.1。

2.8.3.6

高温高压滤失量 high-temperature/high-pressure fluid loss

用 API 推荐的高温高压滤失仪及方法测得的钻井液滤失量。

注 1：单位为立方厘米(cm³)或毫升(mL)。

注 2：测试方法参见 GB/T 16783.1。

2.8.3.7

瞬时滤失量 spurt loss

初滤失[量]

钻井液在形成滤饼前的滤液量，以滤失量与渗滤时间的平方根成线性关系时的截距来表示。

注：单位为立方厘米(cm³)或毫升(mL)。

2.8.3.8

滤饼厚度 cake thickness

从多孔过滤介质表面到滤饼表面的平均厚度。

注：单位为毫米(mm)。

2.8.3.9

滤液甲基橙碱度　filtrate methyl orange alkalinity

每毫升钻井液滤液被滴定到甲基橙终点时，所用 0.01 moL/L 硫酸标准溶液的毫升数（包括到达滤液酚酞碱度所消耗的量）。

2.8.3.10

滤液酚酞碱度　filtrate phenolphthalein alkalinity

每毫升钻井液滤液被滴定到酚酞终点时，所用 0.01 moL/L 硫酸标准溶液的毫升数。

2.8.3.11

钻井液酚酞碱度　drilling fluid phenolphthalein alkalinity

每毫升钻井液（全相）被滴定到酚酞终点时，所用 0.01 moL/L 硫酸标准溶液的毫升数。

2.8.3.12

固相含量　solids content

钻井液中全部固体物质的体积占钻井液总体积的百分数。

注：测试方法参见 GB/T 16783.1。

2.8.3.13

悬浮固相含量　suspended solid content

钻井液中悬浮的固体物质的体积占钻井液总体积的百分数。

2.8.3.14

含砂量　sand content

钻井液中粒径大于 74 μm 的固相占钻井液总体积的百分数。

2.8.3.15

亚微粒子含量　submicron particle content

钻井液中粒径小于 1 μm 的固相占钻井液总体积的百分数。

2.8.3.16

亚甲基蓝容量　methylene blue capacity

每毫升钻井液用 0.01 moL/L 亚甲基蓝标准溶液滴定到终点时所耗标准溶液的毫升数。

2.8.3.17

含盐量　salt content

钻井液中以氯化钠计的盐的总含量。

注：单位为毫克每升（mg/L）。

2.8.3.18

含钙量　calcium content

钻井液中以钙离子计的总硬度。

注 1：单位为毫克每升（mg/L）。

注 2：测试方法参见 GB/T 16783.1。

2.8.3.19

过量石灰含量　undissolved lime content

钻井液中未溶解的 $Ca(OH)_2$ 含量。

注：单位为毫克每升（mg/L）。

2.8.3.20

钻井液滤饼黏附系数　drilling fluid cake adhesion coefficient

用泥饼黏附系数测定仪测得的钻井液滤饼与黏附盘间的黏附系数。

2.8.3.21

钻井液滤饼黏滞系数　drilling fluid cake sluggish coefficient

用泥饼黏滞系数测定仪测得的钻井液滤饼与滑动块间的黏滞系数。

2.8.3.22

钻井液润滑系数　drilling fluid frictional factor

用极压润滑仪测得的钻井液的润滑系数。

2.8.3.23

钻井液电稳定性　drilling fluid electric stability

用破乳电压来表示的油基钻井液的相对稳定性。

注：单位为伏(V)。

2.8.3.24

钻井液抑制性　drilling fluid inhibitive properties

钻井液抑制泥页岩水化膨胀和水化分散的能力。

2.8.3.25

页岩回收率　shale recovery

粒径为 2.0 mm～3.2 mm 的泥页岩在钻井液或处理剂溶液中用滚子加热炉热滚后未通过孔径 0.42 mm 分样筛的相对量。

2.8.3.26

相对膨胀率　relative swelling ratio

用页岩膨胀仪测得的岩样在钻井液或处理剂溶液中的吸水膨胀量与其在蒸馏水中的吸水膨胀量的比值。

2.8.4　测试设备

2.8.4.1

钻井液密度计　mud balance

测量钻井液密度的一种专用仪器。

注：技术规格参见 GB/T 16783.1。

2.8.4.2

马氏漏斗　Marsh funnel

现场测量钻井液相对黏度的一种漏斗状仪器。

2.8.4.3

直读式旋转黏度计　direct-indicating viscometer

一种旋转式测量钻井液流变参数的仪器。

注：技术规格参见 GB/T 16783.1。

2.8.4.4

低温低压滤失仪　low-temperature/low-pressure filter press

过滤面积(4 580±60)mm^2、工作压力(690±35)kPa 的一种评价钻井液滤失性的仪器。

2.8.4.5

高温高压滤失仪　high-temperature/high-pressure filter press

工作压力达 4.14 MPa 或 8.97 MPa、工作温度可达 149 ℃或更高、过滤面积为 2 258 mm^2 的滤失仪。

2.8.4.6

含砂仪　sand content set

测量钻井液中粒径大于 74 μm 固相颗粒含量的仪器。

注：技术规格参见 GB/T 16783.1。

2.8.4.7

电稳定性测定仪　electrical stability meter

测量油包水型乳状液破乳电压值的仪器。

2.8.4.8

固相含量测定仪　retort

测量钻井液中固体及液体含量的仪器。

注：技术规格参见 GB/T 16783.1。

2.8.4.9

电阻率仪　resistivity meter

测量钻井液及滤液电阻率的一种仪器。

2.8.4.10

滚子加热炉　roller oven

在滚动条件下加热及养护钻井液试样的试验设备。

2.8.4.11

极压润滑仪　extreme pressure and lubricity tester

测量钻井液极压膜强度和润滑系数的仪器。

2.8.4.12

泥饼黏附系数测定仪　cake differential sticking tester

测量钻井液滤饼黏附系数的仪器。

2.8.4.13

泥饼黏滞系数测定仪　sliding parallel-plate cake sluggish coefficient meter

测量钻井液滤饼黏滞系数的仪器。

2.8.4.14

页岩膨胀仪　shale swelling tester

评价页岩岩样在钻井液或处理剂溶液中的水化膨胀能力的一种专用仪器。

2.8.4.15

高速搅拌器　high-speed mixer

实验室搅拌钻井液、承载转速为(11 000±300)r/min 的专用搅拌器。

2.8.5　钻井液受污染

2.8.5.1

固相污染　solids contamination

地层中的固相颗粒侵入钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.5.2

黏土侵　clay contamination

地层中的黏土侵入钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.5.3

盐污染　salt contamination

盐侵

地层中的盐侵入钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.5.4

盐水侵　salt water contamination

地层中的盐水侵入钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.5.5

钙污染　calcium contamination

钙侵

地层中的钙离子侵入钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.5.6

水泥侵　cement contamination

钻水泥塞时水泥侵入钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.5.7

石膏侵　gypsum contamination

钻石膏层时石膏中的钙离子污染钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.5.8

碳酸盐污染　carbonate contamination

碳酸根或碳酸氢根离子侵入钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.5.9

硫化氢污染　hydrogen sulfide contamination

地层中的硫化氢或钻井液处理剂分解产生的硫化氢使钻井液性能发生变化的现象。

2.8.5.10

气侵　gas cut

气体侵入钻井液使其密度下降或性能发生变化的现象。

2.8.5.11

油、气、水侵　gas，oil and water cut

油、气、水侵入钻井液使其性能发生变化的现象。

2.8.6　固相控制

2.8.6.1

钻屑　drill cuttings

岩屑

钻井过程中产生的岩层碎屑。

2.8.6.2

砂　sand

钻井液中粒径大于 74 μm 的固相颗粒。

2.8.6.3

泥　silt

钻井液中粒径在 2 μm～74 μm 之间的固相颗粒。

2.8.6.4

活性固相　active solid

可以发生水化作用或与液相中其他组分发生反应的固相。

2.8.6.5

惰性固相　inert solid

不发生水化作用且不与液相中其他组分发生反应的固相。

2.8.6.6

中值分离点　cut point

流经旋流器后某一尺寸的颗粒有50%从底流被清除(其余从溢流口排出)时的颗粒尺寸。

2.8.6.7

底流排量　bottom flow rate

单位时间内从旋流器锥体下端排出的流体量。

注：单位为升每秒(L/s)。

2.8.6.8

底流密度　bottom flow density

从旋流器锥体下端排出的流体的密度。

注：单位为克每立方厘米(g/cm^3)。

2.9　油气井压力控制

2.9.1

液柱压力　hydraulic pressure

由井内液柱的重力形成的压力。

2.9.2

压力过渡带　pressure transitional zone

地层压力由正常值逐渐变为异常值的过渡地层。

2.9.3

压力当量密度　pressure equivalent density

井内某深度处的压力用等深度、等压力的液柱压力表示时，液柱流体所具有的密度。

2.9.4

井底压力　bottom-hole　pressure

作用于井底的各种压力总和。

2.9.5

井底循环压力　bottom-hole circulating pressure

循环时井底压力。等于静液柱压力、环空压耗以及井口回压之和。

2.9.6

井底静止压力　bottom-hole static pressure

不循环时的井底压力。

2.9.7

附加压力　additional pressure

确定钻井液密度时，使钻井液液柱压力超过地层压力的压力值。

2.9.8

当量深度　equivalent depth

异常压力地层的骨架应力值在正常压实状态下达到该骨架应力值所应处的深度。

2.9.9

钻柱排代量　drill string displacement

钻柱管体所排代的等量钻井液体积。

2.9.10

井口回压　back pressure

由节流阀控制产生的作用于井口的环空压力。

2.9.11

激动压力　surge pressure

由于下钻、下套管或钻井泵启动速率过快，使井内钻井液运动速度突然改变时引起的井内压力瞬时增加值。

2.9.12

抽吸压力　swab pressure

上提管柱时，由于钻井液的运动引起的井内压力瞬时降低值。

2.9.13

环空压力剖面　annular pressure profile

流体作用于环空形成的环空压力分布，表现为环空压力值随深度的变化关系。

2.9.14

环空摩阻压力　annular friction pressure

环空中流体流动阻力造成的压力损失。

2.9.15

当量循环密度　equivalent circulating density；ECD

井内某深度处的循环压力用等深度、等循环压力的液柱压力表示时，液柱流体所具有的密度。

2.9.16

压力窗口　pressure windows；pressure margin

某一深度处地层破裂压力/漏失压力与孔隙压力或坍塌压力的差值。

2.9.17

立管压力　standpipe pressure

钻井立管压力表显示的压力。

2.9.18

关井套管压力　shut-in casing pressure

停泵关井后，由于环空内钻井液不能平衡地层压力，在套管压力表显示的压力值。

2.9.19

关井立管压力　shut-in standpipe pressure

停泵关井后，钻具内钻井液不能平衡地层压力，在立管压力表显示的压力值。

2.9.20

地层压力检测　formation pressure prediction

在钻井设计或钻进过程中，利用地球物理或随钻资料对地层压力进行的预测或实时监测。

2.9.21

正常压力趋势线　normal formation pressure trend line

在各种检测地层压力的方法中，所检测的地层特性参数（多是反映地层压实程度的参数）在正常地层孔隙压力条件下随深度的增加而变化的趋势。

2.9.22

地震层速度法　seismic reflection method

利用地震波在地层中传播速度的变化来预测地层孔隙压力的方法。

2.9.23

声波时差法　interval travel time method

利用声波时差随深度的变化可以检测地层孔隙压力的方法。

2.9.24

***d* 指数法　*d*-exponent method**

利用宾汉钻速方程中的比钻压指数 d 在泥（页）岩地层中的变化来监测异常高压层的方法。

2.9.25

d_c 指数法　d_c-exponent method

修正的 d 指数法　corrected d-exponent method

由正常地层压力当量密度与钻井液密度之比修正后的 d 指数法。

2.9.26

页（泥）岩密度法　shale（mud）density method

利用钻入压力过渡带或高压层时页（泥）岩岩屑密度减小的规律来监测异常高压层的方法。

2.9.27

气测录井法　gas log method

利用气测仪连续采集分析钻井液中气体成分和含量，依据钻入压力过渡带或高压层时，烃类气体含量增加的特征来监测高压层的方法。

2.9.28

井底循环温度　bottom-hole circulating temperature

循环时，井底流体所能达到的最高温度。

2.9.29

井底静止温度　static bottom-hole temperature

井内流体在静止状态下，井底流体所能达到的最高温度。

2.9.30

地层破裂压力预测方法　formation fracture pressure prediction

预测地下不同井深地层破裂压力的方法。

2.9.31

漏失试验法　leak-off test

破裂压力试验法

通过关井蹩压方式将套管鞋以下第一个砂层压漏来求得该层地层破裂压力的方法。

2.9.32

井侵　influx

地层流体（油、气、水）侵入井内的现象。

2.9.33

气体上窜　gas channeling

井内的气体向井口运移的过程。

2.9.34

溢流　overflow

因地层流体侵入井内引起井口返出的钻井液量比泵入量大，或停泵后井口钻井液自动外溢的现象。

2.9.35

溢流量　overflow volume

地层流体侵入井内引起的钻井液体积增加量。

2.9.36

溢流预兆　impending blowout

可能发生溢流的各种显示或现象。

2.9.37

井涌　well kick

溢流进一步发展到钻井液涌出井口或防溢管口的现象。

2.9.38

井喷　well blowout

井涌进一步发展到地层流体（油、气或水）持续无控制地流入井内的现象。

2.9.39

地下井喷　bottom-hole blowout

溢流关井后，将某一薄弱层压破，高压层流体大量流入被压裂地层的现象。

2.9.40

钻柱内井喷　blowout from drill string

流体从钻柱内涌出的井喷。

2.9.41

井喷失控　wild blowout

发生井喷后，无法用井口防喷装置进行有效控制而出现敞喷的现象。

2.9.42

循环罐液体增量　pit gain

因地层流体进入井内引起的循环罐内钻井液体积的增量。

2.9.43

井控　well control

在钻井施工过程中对井筒内的压力进行控制使之与地层压力合理匹配的工艺与技术。

2.9.44

一级井控　primary well control

一次井控

利用井内钻井液柱压力来平衡井筒压力的工艺技术。

2.9.45

二级井控　secondary well control

二次井控

溢流、井涌、井喷后采用一定的井控工艺、设备恢复对井筒压力控制的工艺技术。

2.9.46

三级井控　tertiary well control

三次井控

井喷失控后重新恢复对井筒压力控制的工艺技术。

2.9.47

关井　shut-in

发生溢流、井涌、井喷后，关闭井口的作业。

2.9.48

硬关井　"hard" shut-in

发现溢流、井涌、井喷时，节流阀在关闭状态下关闭防喷器的关井方法。

2.9.49

软关井　"soft" shut-in

发生溢流、井涌、井喷时，节流阀在一定开度条件下关闭防喷器，再关闭节流阀的关井方法。

2.9.50

压井　well killing；kick killing

向失去压力平衡的井内泵入适当密度钻井液，以重建和恢复井内压力平衡的作业。

2.9.51

压井方法　killing methods

采用不同的工艺措施进行压井作业的统称。

2.9.52

一次循环法　wait and weight killing method；engineer's killing method

工程师法

等待加重法

用加重钻井液在一个循环周完成压井的施工方法。

2.9.53

二次循环法　double circulation killing method；driller's method

司钻法

第一个循环周用原钻井液循环，以排出环空中的受侵钻井液。第二个循环周将加重钻井液泵入井内压井。

2.9.54

边循环边加重法　concurrent killing method；weighting and circulating killing method

一边加重钻井液，一边将加重的钻井液泵入井内的压井方法。

2.9.55

置换压井法　displacement killing method

向井内挤入定量加重钻井液，关井使钻井液下落，然后泄掉相应量的井口压力。重复这个过程，直至井口压力降到一定程度，再强行下钻完成压井作业的方法。

2.9.56

压回法　bullheading killing method

平推法

挤压法

在溢流或井喷发生后，通过压井管汇或钻柱直接向井筒内泵入加重钻井液或原钻井液将气体和已

受污染的钻井液压回地层，重新建立井内压力与地层压力之间平衡的作业方法。

2.9.57

反循环压井法　reverse circulating killing method

钻井液从环空泵入，由钻杆内返出的压井方法。

2.9.58

动态压井法　dynamic killing method

通过调节循环排量以控制流动阻力的压井方法。

2.9.59

下封隔器压井　killing by packer

利用不压井起下钻井口装置下入封隔器压井的施工方法。

2.9.60

节流循环　circulating by adjustable choke

通过调节节流阀开度控制井口回压，使立管压力保持在所需值的循环方法。

2.9.61

抢装井口　installing wellhead at emergent occasion

在井喷条件下拆除损坏的井口装置，迅速安装新井口装置的作业。

2.9.62

井控设备　well control equipment

在钻完井施工中用于监测、控制井筒压力，防止或处理井涌及井喷的装备总称。

2.9.63

防溢管　bell nipple

接在防喷器顶部用于抬高钻井液出口和防止外溢的一段管子。

2.9.64

防喷器四通　spool

钻井四通

位于防喷器之下或两防喷器之间，用于安装节流管汇和压井管汇的部件。

2.9.65

防喷器组合　BOP stack

由一组防喷器和四通按照一定的组合顺序和形式构成的一套井口防喷设备。

2.9.66

地面管汇　surface circulation manifold

位于钻井泵与立管之间，用于分配高压钻井液流向的一组闸门及管汇。

2.9.67

压井管汇　killing manifold

用于向井内泵入压井液的专用管汇。

2.9.68

司钻控制台　driller's BOP panel

钻台防喷器控制板

安装在钻台上，由司钻操纵用于开关防喷器的控制装置。

2.9.69

远程控制台　remote control console

距离井口一定距离(一般 25 m 以上)，为防喷器开关提供液压能量，并能对井口防喷器实施远程控

制装置。

2.9.70

旋转控制头　rotating control head

一种被动密封的井口压力控制设备，能在钻柱旋转状态下关闭环空。

2.9.71

旋转防喷器　rotating blowout preventer；RBOP

一种主动密封的井口压力控制设备，能在钻柱旋转状态下关闭环空。

2.9.72

内防喷工具　inside blowout preventer

装在钻柱上或钻杆水眼中，防止钻井液反方向流动的工具。

2.9.73

喷射水流灭火法　jet extinguishing method

用消防水枪或钻井液枪喷射水流灭火的方法。

2.9.74

爆炸灭火法　explosive extinguishing method

用炸药在井口上空爆炸以产生强大冲击波形成瞬时真空的灭火方法。

2.9.75

化学灭火法　chemical agent extinguishing method

用具有高效灭火功能的化学药剂灭火的方法。

2.9.76

空气灭火法　pressurized air extinguishing method

用产生足够风量的机械装备，输送相当的风量来吹灭井口火焰的方法。

2.9.77

控制压力钻井　managed pressure drilling；MPD

采用装备和压力控制手段的结合，对井筒压力系统进行控制的一种钻井工艺技术。

2.9.78

泥浆帽钻井　mud-cap drilling

加压泥浆帽钻井

在井筒上部使用高密度钻井液，井筒下部采用低密度钻井液，以完成特殊地层钻进的一种工艺技术。

2.9.79

动态环空压力控制系统　dynamic annular pressure control system

用于动态调节环空压力，使井底压力恒定的装置，由节流管汇、回压泵、一体化压力控制装置等组成。

2.9.80

压力补偿泵　backpressure pump

改变井口回压，起到保持井底压力恒定的装置。

2.9.81

液动节流阀　hydraulic choke

利用液压传动控制井口回压的节流阀。

2.9.82

注气量　gas injection rate

气体钻井时注入井内的气体排量。

2.9.83

出水量　water output

单位时间内侵入井筒的地层水体积。

2.9.84

泡沫质量　foam quality

泡沫干度

泡沫中气体的体积分数。

2.9.85

空气锤　air hammer

联接在钻头上部，利用空气为动力对钻头施加高频冲击能量，破碎井底岩石的工具。

2.10　钻井井下故障及处理

2.10.1

钻井井下故障　drilling trouble

井下钻井工具规定功能受到影响的现象，如各类卡钻、掉牙轮、井下落物等。

2.10.2

钻井事故　drilling accident

钻井过程中造成重大人身伤亡、设备严重损毁、重大社会影响的事件，如井喷失控等。

2.10.3

钻井井下复杂情况　drilling complicacy

由于地层原因引起的井眼不正常的现象，如井塌、井漏、缩径等。

2.10.4

卡钻　pipe stuck

钻柱在井内不能上提、下放或转动的现象。

注：包括泥包卡钻、砂桥卡钻、沉砂卡钻、键槽卡钻、坍塌卡钻、压差卡钻、缩径卡钻、顿钻卡钻、落物卡钻、水泥卡钻、干钻卡钻。

2.10.5

井下落物　downhole junk

物体掉入井内的现象。

2.10.6

落鱼　fish

落入井内的管具和仪器等。

2.10.7

鱼长　fish length

落鱼的长度。

2.10.8

鱼顶　fish top

落鱼的顶端。

2.10.9

鱼顶井深　fish top depth

鱼深

鱼顶距转盘面的距离。

2.10.10

鱼底井深　fish-bottom depth

落鱼底部距转盘面的距离。

2.10.11

滑扣　thread slipping

管柱螺纹变形滑脱的现象。

2.10.12

脱扣　thread-off

管柱螺纹意外脱开的现象。

2.10.13

铅模　lead impression block

底部灌铅的特制短节，用来判断鱼顶状况的打印工具。

2.10.14

壁钩　wall hook

拨钩

用来拨正鱼顶，便于打捞的井下工具。

2.10.15

测卡仪　free point indicating instrument

用于测量钻柱卡点位置的专用仪器。

2.10.16

铣鞋　washover shoe；mill shoe

磨削落鱼外的障碍物或其他特殊井下作业用的筒状井下工具。

2.10.17

倒扣　back-off operation

采用左旋螺纹钻具，倒出被卡以上钻具的作业。

2.10.18

反扣钻杆　left-hand screw pipe

连接螺纹为左旋螺纹的钻杆。

2.10.19

键槽破坏器　keyseat reamer

破坏键槽的工具。

2.10.20

正反扣接头　right-and left threaded connection

连接螺纹一端为右旋，另一端为左旋的配合接头。

2.10.21

卡点　stuck point

被卡管柱最上点。

2.10.22

爆炸解卡　stuck pipe explosive releasing

用电缆把导爆索下至卡点处，引爆后利用爆炸震动解卡的方法。

2.10.23

化学切割　chemical cutting

利用电缆运送的化学切割工具切割井下管柱的方法。

2.10.24

爆炸切割　exploding cutting

利用电缆运送的爆炸切割工具切割井下管柱的方法。

2.10.25

机械切割　mechanical cutting

采用机械内、外割刀切割井下管柱的方法。

2.10.26

浸泡解卡　stuck pipe spotting freeing

把浸泡液体注入卡钻部位进行浸泡达到解卡目的。

2.10.27

套铣解卡　washing over stuck pipe freeing

用套铣管、铣鞋套铣掉落鱼被卡部分的卡钻物，达到解卡目的。

2.10.28

震击解卡　jarring stuck pipe freeing

利用震击器强烈震击而达到解卡的目的。

2.10.29

循环解卡　circulation stuck pipe freeing

采用不同液体全井循环达到解卡目的。

2.10.30

找鱼顶　fish top locating

采用相应的工具和工艺，确定鱼顶位置的作业。

2.10.31

修鱼顶　fish top dressing

修理不规则鱼顶，有利打捞的作业。

2.10.32

鱼顶方入　fish top kelly-in

打捞工具底端接触鱼顶时的方入。

2.10.33

造扣方入　making thread kelly-in

打捞工具进入鱼顶内部或外部接触造扣部位时的方入。

2.10.34

倒扣方入　back-off kelly

倒扣实施时的方入。

2.10.35

自由行程方入　free stroke kelly-in

采用有自由行程的工具打捞时，其自由行程在打开或关闭时的方入。

2.10.36

对扣　make-up thread

将下井钻具螺纹与鱼顶螺纹对接打捞的作业。

2.10.37

造扣　thread making

在落鱼上部造出新螺纹的打捞作业。

2.10.38

井漏　lost circulation

在钻井、固井、测试等井筒作业中，工作液（包括钻井液、完井液、水泥浆及其他流体等）漏入地层的现象。

2.10.39

钻头泥包　bit balling

钻头被岩屑、滤饼等掺混在一起的糊状物包住影响破岩效率的现象。

2.11　固井与完井

2.11.1

油井水泥　oil well cement

API水泥　API cement

由一定比例矿物组成的硅酸盐水泥熟料、适量石膏和混合材料等磨细制成的适用于一定温度压力条件下油、气、水井固井的水泥。

2.11.2

火山灰水泥　pozzolan cement；pozzolanic cement

由火山灰、烧黏土、粉煤灰等硅质物质与石灰或硅酸盐水泥混合，具有高强度、抗高温、抗腐蚀性的水泥。

2.11.3

铝酸盐水泥　aluminate cement

以铝酸钙为主，三氧化二铝含量大于50%的水泥。

注：铝酸盐水泥分类、性能指标等参见GB/T 201。

2.11.4

超细水泥　microfine cement；high fineness cement

总比表面积大于600 m^2/kg的水泥。

2.11.5

水泥浆　cement slurry

由水泥或掺有外加剂、外掺料的水泥与水按一定比例混拌所形成的具有流动性的浆体。

2.11.6

水灰比　water-to-cement ratio；w/c

水泥浆中水对水泥的质量比。

2.11.7

液固比　fluid-to-solid ratio

水泥浆中配浆液与所有固体的质量比。

2.11.8

沉降稳定性　settling stability

水泥浆体系中分散相在重力作用下悬浮稳定的性质。

2.11.9

游离液　free fluid

水泥浆静止过程中析出的液体。

2.11.10

早期强度　early strength

一般指水泥浆在 8 h 或更短时间养护形成的水泥石强度。

2.11.11

凝结时间　setting time

水泥浆从加水混拌到失去流动性，即可塑性状态发展到固体状态所需要的时间。

2.11.12

闪凝 flash set

水泥浆流动性突然异常丧失的现象。

2.11.13

造浆率　slurry yield

在规定水泥浆密度的情况下，单位质量水泥能够配制的水泥浆体积。

2.11.14

流动度　fluidity；mobility

表示水泥浆流动的难易程度的参数。

注：用专门仪器测量得到的一定体积水泥浆的流散面积的平均直径来表示，单位为厘米(cm)。

2.11.15

稠度　consistency

表征水泥浆的黏稠程度的性能参数。

注：单位为伯登(Bc)。

2.11.16

初始稠度　initial consistency

在水泥浆稠化时间试验中，从试验开始的 15 min～30 min 内测量到的最大稠度值。

2.11.17

稠化曲线　thickening curve

在特定的温度和压力变化程序下，水泥浆稠度随时间变化的曲线。

2.11.18

稠化时间　thickening time

用增压稠度仪模拟井下条件，从水泥浆加温加压时起至水泥浆稠度达到 100Bc 时的时间。

2.11.19

稠化过渡时间　thickening transition time

在水泥稠化时间实验中，水泥浆稠度从 40 Bc 到 100 Bc 的时间间隔。

2.11.20

水泥浆胶凝强度　gel strength of cement slurry

水泥浆静切力

水泥浆在静止状态下产生永久变形的剪切应力，即胶体形成胶凝能力的大小。

2.11.21

静胶凝强度过渡时间　gel strength transition time

水泥浆顶替到位后在静止状态下静胶凝强度从 48 Pa 发展到 240 Pa 的时间间隔。

2.11.22

水泥浆滤失量　fluid loss of cement slurry

在设定温度和 6.9 MPa 的压差条件下，用规定的滤失仪，在 30 min 所测量水泥浆滤液的体积。

2.11.23

防气窜剂　gas block cement additive

在注水泥过程中及注水泥后能防止气体运移的水泥外加剂。

2.11.24

水泥外掺料　addition of cement

为改善水泥浆的物理化学性能，添加量大于 5%的固体外加剂。

2.11.25

固井　well cementing

在井眼内按设计要求下入套管柱，并在套管外环形空间的预定井段注入水泥浆的施工作业。

2.11.26

尾管固井　liner cementing

用送入管柱将一段套管送至设计井段，通过悬挂装置悬挂在上层套管上，并将此段套管外的环形空间注入水泥浆的一种固井方法。

2.11.27

尾管回接固井　tieback cementing

从悬挂器位置回接套管至预定深度的固井工艺。

2.11.28

注水泥　primary cementing

按照一定的工艺将水泥浆注入到套管与井眼之间环空的指定井段的作业。

2.11.29

延迟固井　delayed set cementing

先在井筒内注入缓凝水泥浆，再下入套管的固井方法。

2.11.30

水泥返高　top of cement

水泥返深

环空水泥面在井下的深度。

2.11.31

注水泥塞　cementing plug

打水泥塞

在井内适当位置注入水泥浆形成水泥塞的作业。

2.11.32

挤水泥　squeeze cementing

将水泥浆挤入环空或地层的注水泥作业。

2.11.33

冲洗液　washes；washing fluid

为冲洗和稀释钻井液而在水泥浆及隔离液之前使用的流体。

2.11.34

隔离液　spacer

用于分隔井下两种不能相混的流体的工作液。

2.11.35

领浆　lead slurry

入井水泥浆前段经过专门设计的水泥浆。

2.11.36

尾浆　tail slurry

最后注入的主要用来封隔目的层或套管鞋的水泥浆。

2.11.37

可泵时间　pumpable time

在水泥浆稠化试验中，从试验开始到水泥浆稠度上升到 40 Bc 的时间。

2.11.38

接触时间　contact time

前置液或水泥浆流经地层某点的总时间。

2.11.39

碰压　bump plug

在顶替水泥浆结束时，胶塞与套管承托环相撞而泵压突增的现象。

2.11.40

候凝　waiting on cement；WOC

从注水泥作业结束到水泥浆凝固至强度可满足后续施工要求的过程。

2.11.41

水泥环　cement sheath

水泥浆在环形空间形成的水泥石。

2.11.42

顶替效率　displacement efficiency

封固段水泥浆体积占该封固段总体积的百分数。

2.11.43

窜槽　channeling

水泥浆顶替钻井液不完善，或地层流体侵入，造成水泥环的不完整性。

2.11.44

替空　over-displacement

顶替量超过套管内容积，使顶替液进入环空的现象。

2.11.45

水泥浆失重　hydrostatic pressure loss

水泥浆在凝固过程中，其静液柱压力逐渐降低的现象。

2.11.46

环空气窜　annular gas migration；annular gas channelling

地层中的气体通过封固井段运移的现象。

2.11.47

旋流短节　swirl short casing

布有螺旋分布的孔眼使环空流体流出后呈旋流状上升的短套管。

2.11.48

套管承托环　shutoff baffle

阻流环

控制胶塞的下行位置，确保管内水泥塞长度的套管附件。

2.11.49

水泥伞　cementing basket

装在套管串上防止水泥浆下沉的伞状装置。

2.11.50

泥饼刷　mud scratcher

安装在注水泥井段套管上的钢丝刷子，用来清除井壁泥饼。

2.11.51

漂浮接箍　floating coupling

连接在套管柱上，用于下套管时增加井筒内套管上浮力，降低套管与井壁之间摩擦力的装置。

2.11.52

联顶节　landing joint

套管时接在最后一根套管上用来调节套管柱顶面位置，并与水泥头连接的套管。

2.11.53

固井胶塞　cementing rubber plug

用于隔离、碰压等作用的橡胶塞。

2.11.54

重叠段　overlap between liner and previous casing

与上层套管重叠的尾管段。

2.11.55

通径规　drift diameter gauge

一种检查管柱可通过内径的工具。

2.11.56

导管　conductor pipe；conductor casing

第一次开钻前井口下入的一段钢管。

2.11.57

表层套管　surface casing

为防止井眼上部疏松地层的坍塌和污染饮用水源及上部流体的侵入，并为安装井口防喷装置等而下的套管。

2.11.58

技术套管　intermediate casing

中间套管

表层套管与生产套管之间的套管。

2.11.59

生产套管　production casing

油层套管

为生产层建立一条牢固通道、保护井壁、满足分层开采、测试及改造作业而下入的套管。

2.11.60

尾管　liner

顶端不延伸至井口的套管柱。

2.11.61

套管偏心度　casing eccentricity

套管偏心距与井眼半径和套管半径之差的比值。

2.11.62

套管居中度　casing centralization

套管在井眼中的居中程度，套管居中度＝(1－套管偏心度)×100%。

2.11.63

自由套管　free pipe

在井下未经水泥环固结的套管段。

2.11.64

预应力　prestress；preset stress

为抵消温度对套管伸长的影响，预先给套管施加的拉应力。

2.11.65

套管通径　drift diameter

允许通径规通过的套管内径。

2.11.66

套管内压力　casing burst pressure；casing internal pressure

下入井中的套管，其内壁所承受的管内流体的压力。

2.11.67

套管外挤压力　casing external pressure

下入井中的套管，其外壁所承受的环空流体的压力以及地层侧压力。

2.11.68

套管轴向力　casing axial force

下入井中的套管，由于管柱本身重力及其他附加力所产生的轴向力。

2.11.69

抗挤毁强度　collapse resistance

套管在外挤压力作用下能够承受挤压破坏的压力值。

2.11.70

抗拉强度　tensile strength

套管在拉力作用下能够承受拉伸破坏的拉力值。

2.11.71

抗内压强度　burst resistance

套管在内压力作用下能够承受内压破坏的压力值。

2.11.72

三轴应力强度　triaxial strength

套管在内压力、外挤压力和轴向力联合作用下的套管强度。

2.11.73

抗拉安全系数　safety factor of tensile strength

套管抗拉强度与最大轴向力的比值。

2.11.74

抗挤安全系数　safety factor of collapsing strength

套管抗挤强度与最大有效外挤力的比值。

2.11.75

抗内压安全系数　safety factor of internal pressure strength

套管抗内压强度与最大有效内压力的比值。

2.11.76

三轴应力屈服强度安全系数　safety factor of triaxial yield resistance

套管本体屈服强度与三轴应力条件下套管内壁 Vom Mises 等效应力的比值。

2.11.77

套管最大允许关井压力　maximum allowable shut in pressure

允许施加到套管中的最大内压力。

2.11.78

养护　curing

在适当的温度、压力和湿度条件下，使水泥浆试样水化硬化的过程。

2.11.79

第一界面　first interface

套管与水泥环之间的胶结面。

2.11.80

第二界面　second interface

水泥环与地层(或外层套管)之间的胶结面。

2.11.81

套管试压　testing on casing；casing pressure test

在固井后对井中套管柱进行试压的作业。

2.11.82

人工井底　artificial hole bottom

固井或井下作业结束后，留在套管内的水泥塞或桥塞的最上顶面。

2.12　石油钻井技术经济

2.12.1

钻机动用时间　rigs time

钻机签订服务合同后，动迁装车开始到合同完成、复员结束止的所有时间总和。

2.12.2

等待及整训时间　standby time

合同完成复员结束后的停待、培训和修理等时间总和。

2.12.3

建井时间　well construction time

第一车钻井设备运入井场开始到该井开始甩钻具止的连续工作时间，由钻前时间、钻井时间、完井时间组成。

2.12.4

测试时间　well testing time

中途测试和原钻机试油时间的总和。

2.12.5

设备解体及运输时间　rig down and transport time

从完井甩钻具开始到第一车钻井设备运入下一口井的井场或合同完成，复员结束止的所有时间总和。

2.12.6

钻前时间　prespud time

从第一车钻井设备运入井场开始到该井第一次开钻止的时间总和。

2.12.7

钻井时间　drilling operation time

钻井周期

从该井第一次开钻始至完钻止的时间总和。

2.12.8

完井时间　well completion time

利用原钻机进行完井的时间，一般包括完钻电缆测井、下油层套管固井、起下油管、射孔、储层改造、诱喷、装井口，或弃井等，截止时间以安装完井井口或完成弃井作业时间为准。

2.12.9

进尺作业时间　footage working time

与进尺直接有关的钻井作业时间，包括钻进、扩眼、取心、定向作业的时间。

2.12.10

辅助作业时间　auxiliary working time

除进尺作业时间、异常作业时间、特种作业时间和钻井停待时间以外的，与钻井进尺作业密切相关的作业时间，包括循环处理钻井液、起下钻、保养钻机、倒大绳、测斜等时间。

2.12.11

特种作业时间　special working time

钻井过程中为评价地层或安全钻井而进行的作业时间，包括完钻前电缆测井、下套管、固井、候凝、装防喷器及试压、回堵作业、挤水泥作业时间。

2.12.12

异常作业时间　abnormal working time；informal working time

井下或地面设备异常而影响正常钻井作业的时间，包括故障作业时间、复杂情况及处理时间、修理时间等。

2.12.13

钻井停待时间　drilling down time

正常钻井生产期间的停工待料、待命等时间。

2.12.14

钻井工作量指标　drilling workload index

用于评价一个考核单位钻井工作量的指标。

2.12.15

交井口数　delivery wells number

完成了该井设计的全部工序，钻机主体设备移出井口，并办完移交手续的井口数。

2.12.16

钻井进尺　footage drilled

钻井进尺从转盘方补心表面算起，多井底定向井的钻井进尺从原井眼侧出的位置开始计算，与原井

眼累计计算进尺，包括取心进尺、地质报废进尺和自然灾害造成的其他报废进尺。

2.12.17

返工进尺　redrilling footage

回填、重钻的钻井进尺，重钻应钻至原井深后再开始计算进尺，但未达到原井深而完井，未达到部分计入工程报废进尺。

2.12.18

钻井工作量价值　drilling workload value

钻井实物工作量的货币表现，其值等于每米进尺单价（或完钻平均每米钻井费用，或完成井平均每米进尺综合费用，或预算单价）与钻进进尺的乘积。

注：单位为元。

2.12.19

钻机动用台数　contractual rigs number

为执行钻井服务合同而在从事建井、测试或设备解体及运输活动的钻机台数。

2.12.20

钻井效率指标　drilling efficiency index

用于评价一个考核单位钻井效率的指标。

2.12.21

台月效率　footage per drill-month

一个钻井台月内的钻井进尺。它综合反映一个钻井单位的综合水平。

注：单位为米每月。

2.12.22

平均钻机开动台年进尺　average footage per rig-annual

各台钻机钻井进尺之和与各台钻机开动台年之和的比值。

注：一般用于计算一个单位已开动钻机的一年工作量，以此反映已开动钻机的工作量饱满程度，单位为米每年。

2.12.23

钻机利用率　rig utilized percenage

钻机利用程度的指标，其值等于统计时间段内钻机开动台年之和与实有钻机总数的比值。

注：通常用百分数表示。

2.12.24

钻井安全指标　drilling safety index

用于评价一个考核单位钻井过程安全的指标。

2.12.25

异常台时率　abnormal working time percentage

钻井过程中异常作业时间所占的比率。

注：通常用百分数表示。

2.12.26

故障台时率　trouble handling time percenage

故障作业时间占钻井时间的比率。

注：通常用百分数表示。

2.12.27

复杂台时率　problem handling time percentage

复杂情况及处理时间占钻井时间的比率。

注：通常用百分数表示。

2.12.28

修理台时率　repairing time perzentage

修理时间占钻井时间的比率。

注：通常用用百分数表示。

2.12.29

钻井伤害严重率　invlid drillers percentage

所考察的钻井施工单位每百万工时因个别从业人员人身伤害而影响其本人正常工作的天数之和。

注：其中各种人身伤亡所造成的工作日损失，可按 GB/T 6441 的有关规定换算。

2.12.30

钻井日费　day-rate

钻井承包制条件下，每天租用钻机的费用以及与人员、供应相关的费用。

2.12.31

其他作业时间　other drilling rig time

钻机从事测试、井下作业、试采、投产、储层改造等作业的时间。

2.12.32

开钻井口数　spuding well number

统计单位报告期内第一次开钻的井口数。

2.12.33

完钻钻井口数　drilled well number

统计单位报告期内完钻的井口数。

2.12.34

完成井口数　completed well number

统计单位报告内完成井口数。

2.12.35

工程报废井口数　abandoned well number

由于钻井工程故障原因报废的井口数。

2.12.36

工程报废进尺　abandoned footage

统计单位报告期内由于钻井工程故障等原因而造成的报废进尺之和。

2.12.37

钻机台月　rig momth

用动用钻机时间之和除以 720 h。计算公式如下：

$$T_{rm}=\frac{\sum T_r}{720}$$

式中：

T_{rm}——钻机台月，单位为台月。

注：$720=30\times24$。

2.12.38

钻机台年　rig year

用动用钻机时间之和除以 8 640 h。计算公式如下：

$$T_{ra}=\frac{\sum T_r}{8\ 640}$$

式中：

T_{ra}——钻机台年，单位为台年。

注：8 640＝60×2 430×12。

2.12.39

钻井台年　drilling year

用钻井时间和完井时间之和除以 8 640 h。计算公式如下：

$$T_{da}=\frac{\sum T_d+\sum T_c}{8\ 640}$$

式中：

T_{da}——钻井机台年，单位为台年。

2.12.40

完成井平均井深　average depth of completed well

用统计单位报告期内完成井井深之和除以完钻井口数。计算公式如下：

$$H_a=\frac{\sum D}{N_c}$$

式中：

H_a ——完钻井平均井深，单位为米(m)；

$\sum D$——完钻井井深之和，单位为米(m)；

N_c ——完成井口数，单位为口。

2.12.41

井身质量合格率　wellbore quality qualified ratio

用井身质量合格的井口数除以完成井口数的百分比。计算公式如下：

$$P_{wq}=\frac{N_{wq}}{N_c}\times 100\%$$

式中：

P_{wq}——井身质量合格率，用百分数表示(%)；

N_{wq}——井身质量合格的井口数，单位为口；

N_c ——为完成井口数，单位为口。

2.12.42

固井质量合格率　cementing qulity qualified ratio

用固井质量合格的完成井口数除以完成井口数的百分比。计算公式如下：

$$P_{cq}=\frac{N_{cq}}{N_c}\times 100\%$$

式中：

P_{cq}——固井质量合格率，用百分数表示(%)；

N_{cq}——固井质量合格的井口数，单位为口；

N_c ——完成井口数，单位为口。

2.12.43

钻井工程质量合格率　drilling quality qualified ratio

用钻井工程质量合格的井口数除以完成井口数的百分比。计算公式如下：

$$P_{dq}=\frac{N_{dq}}{N_c}\times 100\%$$

式中：

P_{dq} ——钻井工程质量合格率，用百分数表示(%)；

N_{dq} ——为钻井工程质量验收合格井口数，单位为口。

2.12.44

取心收获率　core recovery percentage

用实际取出岩心长度除以取心进尺的百分比。计算公式如下：

$$P_{cr}=\frac{L_c}{F_c}$$

式中：

P_{cr} ——取心收获率，用百分数表示(%)；

L_c ——实际取出岩心长度，单位为米(m)；

F_c ——取心进尺，单位为米(m)。

2.12.45

机械钻速　rate of penetration；drilling rate

用钻井进尺除以钻进时间。计算公式如下：

$$V_p=\frac{F}{T_{pd}}$$

式中：

V_p ——机械钻速，单位为米每小时(m/h)；

F ——钻井进尺，单位为米(m)；

T_{pd} ——纯钻时间，单位为小时(h)。

2.12.46

行程钻速　drilling rate of a roundtrip

一个起下钻周期内(包括钻进、接单根、起下钻、换钻头的时间)的钻进速度。计算公式如下：

$$V_j=\frac{F}{T_t}$$

式中：

V_j ——行程钻速，单位为米每小时(m/h)；

T_t ——一个起下钻周期，单位为小时(h)。

2.12.47

钻头平均进尺　average bit footage

用钻头总进尺之和除以取得钻井进尺的钻头数量。计算公式如下：

$$F_{ba}=\frac{\sum F+\sum F_a}{N_{bt}}$$

式中：

F_{ba} ——钻头平均进尺，单位为米每只；

$\sum F$ ——钻井进尺之和，单位为米(m)；

$\sum F_a$ ——工程报废进尺之和，单位为米(m)。

N_{bt} ——取得进尺钻头消耗总数，单位为只。

2.12.48

钻井月速度　footage per drilling month

用统计单位统计期内钻井进尺除以钻井台月。计算公式如下：

$$V_{dm}=\frac{\sum F}{\sum T_{dm}}$$

式中：

V_{dm}——钻井月速度，单位为米每月。

2.12.49

钻井年速度　footage per drilling year

用统计单位统计期内钻井进尺除以钻井台年。计算公式如下：

$$V_{da}=\frac{\sum F}{\sum T_{da}}$$

式中：

V_{da}——钻井年速度，单位为米每台年。

2.12.50

完钻井平均钻井时间　average drilling time of completed well

用统计单位报告期内完钻井钻井时间之和除以完钻井口数。计算公式如下：

$$M_{da}=\frac{\sum T_{d}}{N_{d}}$$

式中：

M_{da} ——完钻井平均钻井时间，单位为天(d)；

$\sum T_{d}$——完钻井钻井时间之和，单位为天(d)。

2.12.51

完成井平均完井时间　average completion time of completed well

用统计单位报告期内完成井完井时间之和除以完成井口数。计算公式如下：

$$M_{ca}=\frac{\sum T_{c}}{N_{c}}$$

式中：

M_{ca} ——完成井平均完井时间，单位为天(d)；

$\sum T_{c}$——完成井完井时间之和，单位为天(d)；

N_{c} ——完成井口数，单位为口。

2.12.52

完成井平均建井时间　average construction time of completed well

用统计单位报告期内建井时间之和除以完成井数。计算公式如下：

$$M_{c}=\frac{\sum T_{mp}+\sum T_{d}+\sum T_{c}}{N_{c}}$$

式中：

M_{c} ——完成井平均建井时间，单位为天(d)；

$\sum T_{mp}$——各完成井的搬安时间之和，单位为天(d)。

2.12.53

钻井时效　drilling prescription

用统计单位报告期内统计项时间之和除以钻井总时间的百分数。计算公式如下：

$$K=\frac{\sum T_i}{\sum T_d+\sum T_c}\times 100\%$$

式中：

K ——时率，用百分数表示(%)；

$\sum T_i$ ——统计项作业时间之和，单位为小时(h)。

2.12.54

钻井进尺损失率　the loss rate of drilling footage

用统计单位报告期内工程报废进尺之和除以钻头进尺之和的百分数。计算公式如下：

$$P_{lf}=\frac{\sum F_a}{\sum F+\sum F_a}\times 100\%$$

式中：

P_{lf} ——钻井进尺损失率，用百分数表示(%)；

$\sum F_a$——工程报废进尺之和，单位为米(m)。

2.12.55

钻机台月耗油量　oil consumption per driller-month

用统计单位报告期内统计项油品消耗量之和除以钻机台月。计算公式如下：

$$Q_{orm}=\frac{Q_{oi}}{T_{rm}}$$

式中：

Q_{orm}——钻机台月耗油量，单位为吨(t)；

Q_{oi} ——统计类油料消耗量，单位为吨(t)。

注：该项统计时，以公用电网的电为动力源的钻机台月不统计在内。

2.12.56

钻机台月消耗费用　cost per rig month

用统计单位报告期内统计项消耗费用之和除以钻机台月。计算公式如下：

$$C_p=\frac{C_{pi}}{T_{rm}}$$

式中：

C_p ——钻机台月消耗费用，单位为元每台月；

C_{pi}——统计项费用，单位为元。

2.12.57

平均每米进尺费用　average drilling cost per meter

用统计单位统计期内统计项成本之和除以钻井进尺之和。计算公式如下：

$$C_m=\frac{\sum C_i}{\sum F}$$

式中：

C_m ——统计项每米平均费用，单位为元每米；

C_i ——单项或综合费用，单位为元。

2.12.58

钻井人均产值　per capita output value of drilling

用统计单位报告期内钻井工作量价值之和除以平均钻井从业人数。计算公式如下：

$$E_b=\frac{\sum V_c}{N_p}$$

式中：

E_b ——钻井人均产值，单位为元每人；

$\sum V_d$——报告期内完成的钻井工作量价值总和，单位为元；

N_p ——报告期内平均钻井从业人数，单位为人。

2.13 海洋钻井工程

2.13.1 海洋环境及载荷

2.13.1.1

滩海 tidal zone

沿海高潮位与低潮位之间的潮差浸带和平均海平面水深小于或等于 5 m 的近海海域。

2.13.1.2

浅水 shallow water

平均海平面水深大于 5 m 小于或等于 300 m 的海域。

2.13.1.3

深水 deep water

平均海平面水深大于 300 m 小于或等于 1 500 m 的海域。

2.13.1.4

超深水 ultra-deepwater

平均海平面水深大于 1 500 m 的海域。

2.13.1.5

泥线 mudline

海水与海床之间的交界线。

2.13.1.6

防风警戒线 tropic cyclone alert circle

热带气旋引起的八级或以上强度的大风前沿进入影响海洋钻井装置正常作业范围的外缘线。

2.13.1.7

防风蓝色警戒线 cyclone green alert circle

以海洋钻井装置为中心、1 500 km 为半径的圆周线。

2.13.1.8

防风黄色警戒线 cyclone yellow alert circle

以海洋钻井装置为中心、1 000 km 为半径的圆周线。

2.13.1.9

防风红色警戒线 cyclone red alert circle

以海洋钻井装置为中心、500 km 为半径的圆周线。

2.13.1.10

防冰警戒线 ice alert circle

浮冰前沿进入影响海洋钻井装置正常作业范围的外缘线。

2.13.1.11

海洋井场勘察 marine well site survey

对海洋井位附近区域进行的水文勘测、表层物探和工程地质调查的作业。

2.13.1.12

浅层水流　shallow water flow;SWF

钻遇海洋浅部地层中存在的高压水地层时出现高压水涌动的现象。

2.13.1.13

海底冲刷　seafloor scour

海洋钻井装置的桩靴或沉垫接触海床处的土壤受到海流冲击,使海底土壤发生运移的现象。

2.13.2　海洋钻井装置

2.13.2.1

固定式钻井平台　fixed drilling platform

用桩腿或桩基结构固定于海床或依靠自身重量坐落于海底的不再移位的钻井装置。

2.13.2.2

模块钻机　modular drilling rig

采用模块化设计建造及安装的钻井装置。

2.13.2.3

移动式钻井装置　mobile offshore drilling unit;MODU

能够重复就位、作业、起浮、移位等操作的海洋钻井装置。

2.13.2.4

坐底式钻井装置　submersible drilling unit

可通过海水压载的方法将下船体直接坐落于海底,作业结束后排水起浮的移动式钻井装置。

2.13.2.5

浮式钻井装置　floating drilling unit

浮于海面进行钻井作业的海洋钻井装置,通常指半潜式钻井装置和钻井船。

2.13.2.6

系泊定位式钻井装置　anchor moored positioningdrilling unit

借助于锚缆张力实现位置相对固定的浮式钻井装置。

2.13.2.7

动力定位式钻井装置　dynamic positioning drilling unit

借助于推进器的推力实现位置相对固定的浮式钻井装置。

2.13.2.8

气隙　air gap

海洋钻井装置的船底与平均海平面之间的距离。

2.13.2.9

补心海拔　rotary kelly bushing;RKB

作业井位平均海平面至海洋钻井装置转盘面的距离。

2.13.2.10

可变载荷　variable load

海洋钻井装置上作用位置和大小都有可能改变的载荷。通常指作业过程中频繁变位的料箱及集装箱和日常消耗的各种钻井耗材,包括各种散装材料、液体材料、各种钻井管材等。

2.13.2.11

双井架钻机　dual-derrick drilling system

在同一钻井装置上配置有两套井架系统的钻井装置。

2.13.2.12

钻井支持平台　drilling tender

不具备独立的钻井能力，可为海洋钻井工程提供作业支持服务的海上作业装置。

2.13.2.13

钻井驳船　drilling barge

用于滩海和河流、湖泊等浅水水域进行钻井作业的驳船。

2.13.3　海洋钻井装置结构及器具

2.13.3.1

船体　hull

移动式钻井装置中除桩腿、水下浮体及设备以外的壳体、船舱隔板、龙骨及甲板等完整的结构部分。

2.13.3.2

生活区　living quarter

海洋设施上供作业人员生活起居的区域。

2.13.3.3

桩腿　leg

自升式钻井装置用于支撑船体升离海面的圆柱形或桁架式结构。

2.13.3.4

桩靴　spudcan

设置在自升式钻井装置桩腿下端，用于增大桩腿支撑面积的独立箱式结构物。

2.13.3.5

升降装置　jacking unit

设置在自升式钻井装置船体与桩腿的连接处，使船体沿桩腿上下移动的机械装置。

2.13.3.6

沉垫　mat

位于自升式钻井装置桩腿下端或坐底式钻井装置立柱底部的整体水密箱式结构物。

2.13.3.7

钻井凹槽　drilling slot

自升式钻井装置尾部井架底座下方船体处的凹型空槽区域。

2.13.3.8

悬臂梁　cantilever beam

用于自升式钻井平台，主要支撑钻台的结构。通常为箱型结构，位于主体结构之上，在钻井作业时，可以通过滑移系统伸出主体结构之外，不作业时，可以收回。

2.13.3.9

滑道　skid rail

甲板上可使悬臂梁或井架底座纵向、横向移动的轨道。

2.13.3.10

月池　moonpool

浮式钻井装置井架底座下方船体结构空缺的槽型区域。

2.13.3.11

防喷器叉车　BOP stack trolley

位于月池附近可将水下防喷器组、导向盘、防沉垫等构件从钻台下面移至井口中心的专用移动

设备。

2.13.3.12

排管机　pipe racking machine

安装在井架内，起下钻作业时用于排放钻具立柱的机具。

2.13.3.13

猫道机　catwalk machine

安装于正对井架大门处，用于钻井管材进出钻台的梁式机具。

2.13.3.14

折臂吊　knuckle boom crane

用于给猫道机装卸钻井管材的专用吊机。

2.13.4　钻井技术

2.13.4.1

单筒多井　splitter wellhead

在一个大尺寸的隔水导管内同时下入多口井表层套管柱，并可分别在各表层套管内独立进行钻井作业的井。

2.13.4.2

动态压井钻井　dynamic kill drilling；DKD

在无隔水管作业井段钻遇浅层地质灾害地层时，使用自动混浆设备将加重钻井液与海水快速混合得到所需密度的钻井液进行钻进。

2.13.4.3

双梯度钻井　dual gradient drilling；DGD

正常作业时，维持钻柱外的环空具有两段不同密度钻井介质的钻井技术。

2.13.4.4

喷射法下导管　jetting in

一种边喷射边下导管的深水钻井开钻方法，即通过专用工具将钻柱与导管锁定在一起，并利用管柱自身重量、喷射水力能量等使导管柱下放到预定位置，依靠土壤和导管外壁的黏附力支撑导管的钻井技术。

2.13.4.5

导管沉浸　soaking

喷射法下导管作业完成后，将导管静置等候土壤对导管外壁黏附力恢复的过程。

2.13.5　水下器具

2.13.5.1

永久导向基盘　permanent guide base；PGB

固定于海底导管头处并可系栓井口导向绳的钢架构件，便于后期井口头和防喷器的下入。

2.13.5.2

导向绳　guideline

底端系于永久导向基盘导向柱、顶端系于导向绳张力器处的钢索。

2.13.5.3

防沉垫　mudmat

固定于结构导管柱外侧的钢制板状结构物，用于限定和显示导管柱的下放位置。

2.13.5.4

吸力桩基盘　suction pile template

用吸力桩方式固定的水下基盘。

2.13.5.5

结构导管　structural conductor

水下井口作业时，下入泥线以下的第一层大口径的管柱。

2.13.5.6

低压井口头　wellhead housing

焊接在结构导管顶部、用于坐放高压水下井口装置的短节。

2.13.5.7

泥线悬挂器　mudline hanger

位于泥线附近、用于悬挂套管柱重量且具有脱手和回接套管功能的筒型短节。

2.13.5.8

水下井口　subsea wellhead

坐放于海底附近结构导管头处、用于悬挂和密封多层套管柱的筒型高压短节。

2.13.5.9

快速连接器　wellhead connector

正常作业时用于连接和密封隔水管下部总成、水下防喷器组、水下井口装置等水下结构物，应急解脱作业时可快速脱开上述水下结构物的水下器具。

2.13.5.10

水下防喷器组　subsea blowout-preventer stack

安装在水下井口装置顶部的一组防喷器总成。

2.13.5.11

试压闸板　test ram

为方便对套管、防喷器试压，节省起下钻时间，在防喷器上设置的一套闸板。

2.13.5.12

事故安全阀　fail safe valve

位于水下防喷器组两侧且在失去液压控制信号时能够自动关闭的液动闸阀。

2.13.5.13

控制盒　control pod

安放于隔水管下部总成之上且能够根据地面控制指令来分配动力液的通路，从而实现控制水下防喷器组和阀门的盒内阀组。

2.13.5.14

复合控制系统　multiplex control system；MUX

通过通讯线缆将控制信号由水上控制盘传送到水下控制盒控制阀处的水下防喷器控制系统。

2.13.5.15

应急供液管线　hot line

水下防喷器组的液控管线故障时或起下水下防喷器组过程中所用的临时供液管线。

2.13.5.16

隔水管下部总成　lower marine riser package；LMRP

由位于隔水管下部的隔水管连接器、上环形防喷器、下挠性接头、放喷压井软管及控制盒构成的一

组设备的总称。

2.13.5.17

隔水管过渡短节　riser adapter

位于下挠性接头与隔水管之间的具有增压线控制阀的短节。

2.13.5.18

增压管线　boost line

附着在隔水管外围，下部与隔水管过渡短节连接，用于向隔水管内注入流体的高压管线。

2.13.5.19

隔水管挠性接头　riser flex joint

分别安装在水下防喷器组顶部、转喷器底部，可在一定角度范围内横向摆动的万向接头。

2.13.5.20

隔水管填充阀　riser fill up valve

隔水管内液面意外降到一定程度时可自动打开并灌入海水的单向阀。

2.13.5.21

隔水管防漏阀　riser mudsaver valve

用于应急解脱后关闭隔水管底端，防止其内部的钻井液自动排泄入海的截止阀。

2.13.5.22

鹅颈管短节　termination joint

位于隔水管和伸缩短节之间并可将节流、压井、增压等高压软管连接和固定于隔水管的外侧的隔水管短节。

2.13.5.23

隔水管张力环　riser tensioner ring

位于鹅颈管短节顶部的环状金属构件，用于系栓张力绳。

2.13.5.24

伸缩节　telescopic joint

安装在隔水管顶部的具有一定伸缩行程且可实现内外筒间密封的短节，用于消除浮式钻井装置垂荡运动对隔水管张力的影响。

2.13.5.25

导向绳张力器　guideline tensioner

位于导向绳上端，使导向绳始终处于张紧状态的器具。

2.13.5.26

隔水管卡盘　riser spider

安放在转盘上的井口工具，用于固定和悬挂隔水管。

2.13.5.27

卡盘减震底座　gimbal

坐放在隔水管卡盘底部的减震装置，用于吸收隔水管柱的垂向冲击载荷。

2.13.5.28

隔水管浮力块　riser buoyancy module

附着在隔水管外围的浮体，用于控制隔水管浮重。

2.13.5.29

风暴阀　storm valve

能够封闭钻具内通道的井下工具，通常用于临时撤离时封隔井眼。

2.13.6 海洋钻井作业

2.13.6.1

压载 preloading;ballast

为达到钻井作业条件向压载舱泵注海水的作业。

2.13.6.2

冲桩 jetting out

对桩靴、桩腿、沉垫周围和底部的土壤进行喷冲以减少土壤黏附力的作业。

2.13.6.3

拔桩 pulling out

通过自升式钻井装置升降系统将桩腿拔出泥面的作业。

2.13.6.4

穿刺 punch through

自升式钻井装置的桩腿突然穿透地层中的硬夹层而快速下沉的现象。

2.13.6.5

拖航 towing

拖船牵引移动式海洋钻井装置在海上航行的作业。

2.13.6.6

移位 transit

海洋钻井装置从一个井位移往另一个井位的迁移作业。

2.13.6.7

定位 positioning

海洋钻井装置在预定位置插桩、布锚或维持位置相对固定的作业。

2.13.6.8

动力定位 dynamic positioning;DP

利用海洋浮式结构物的位置测量系统、控制系统及动力执行系统产生定向推力来平衡风、浪、流等综合作用力,使结构物自动保持在允许偏移范围内的定位方式。

2.13.6.9

浸锚 soaking anchor

海洋钻井装置的锚头吃入海床后静置的过程。

2.13.6.10

锤入隔水导管 piling conductor

用打桩锤将隔水导管柱锤击到预定深度的作业。

2.13.6.11

应急解脱 emergency disconnect

浮式钻井装置超过了预定的偏离极限时或应急作业需要时,应急系统自动关闭相关阀件、剪断钻具、封闭井筒后,使隔水管从水下井口装置解脱的一系列动作过程。

2.13.6.12

自动关断 deadman system

平台上与水下防喷器之间失去通信信号和动力供应时自动关闭井筒的安全系统。

2.13.6.13

批钻作业　batch drilling

丛式井组作业时，将各井的相同尺寸井段集中完成的作业方式。

2.13.6.14

临时弃井　well suspended

临时中止作业，以备再返回本井继续作业的一系列封井作业。

2.13.6.15

永久弃井　well abandonment

永久放弃海上探井或开发井的一系列封井作业。

3　石油物探

3.1　石油物探测量

3.1.1

物理点　geophysical point

地球物理勘探作业中所布置的各种观测点的统称。

注：包括重力、磁法、电法勘探中的各种测点、采样点、记录点，地震勘探中的激发点、接收点等。

3.1.2

物理点偏移　offset of geophysical point

当按设计数据标定的位置因地形地质原因无法施工时，按一定规则在一定范围内重新勘选点位的过程。

3.1.3

物理点放样偏差　difference of physical point stake-out

物理点测设偏差

物理点测设的实地位置与其设计的理论位置的差值。

3.1.4

声学网平差　acoustic network adjustment

在海上拖缆地震勘探中，对由电缆上安装的各声学设备之间因相互测距所组成的声学定位网络进行数据处理的技术。

3.1.5

声学换能器　acoustic transducer

声学定位系统中，一种进行声电相互转换的装置。

3.1.6

声学应答器　acoustic transponder

声学定位系统中，一种能接收声波信号并返回应答信号的装置。

3.1.7

水鸟　waterbird

海上地震勘探中用于控制拖缆位置、深度和姿态的装置。

3.1.8

羽角　feather angle

拖缆勘探中电缆平均方位(或尾标方位)与设计测线方位之间的夹角。

3.1.9

翼角　fin angle

拖缆勘探中水鸟两翼的上攻或下攻角度。

3.2　地震勘探资料采集

3.2.1

地震勘探　seismic survey

利用地下介质速度和密度的差异，通过观测和分析人工地震产生的地震波在地下岩层中的传播规律，推断地下岩层的性质和形态的地球物理勘探方法。

注：通常包括二维地震勘探、弯线地震勘探、宽线地震勘探、三维地震勘探。

3.2.2

时移地震　time-lapse seismic survey

采取一定时间间隔重复地震数据采集和成像处理，求取地震属性随时间变化的一种技术，用于开发阶段油藏检测。

3.2.3

多波多分量地震勘探　multi-wave and multi-component seismic survey

矢量勘探　vector seismic survey

利用多分量检波器对地震纵波、横波、转换波进行观测，以揭示地下构造、岩性和油气信息的勘探方法。

3.2.4

折射波　refracted wave

地震波在传播中遇到下层的波速大于上层波速的弹性分界面，而且入射角达到临界角时，地震波将沿分界面滑行，又引起界面上部地层质点振动的波。

3.2.5

折射波法　refraction survey

利用人工激发的地震波在地下地层界面上产生的折射波来勘查地下折射界面的深度、构造形态等信息的地震勘探方法。

3.2.6

反射波法　reflection survey

利用人工激发的地震波在地下波阻抗界面上产生的反射波来勘查地下反射界面的深度、构造形态及岩性等信息的地震勘探方法。

3.2.7

观测系统　geometry

描述地震波的激发点和接收点的相对位置关系。

3.2.8

激发点　source

震源

炮点

地震勘探中产生地震波的能量释放点。

3.2.9

接收点　receiver

检波点

地震勘探中接收地震波的点位。

3.2.10

炮检距　offset

同一炮集中激发点与接收点之间的距离。

3.2.11

非纵距　xline-offset

激发点与接收线之间的距离。

3.2.12

覆盖次数　fold

一个线元或面元内反射信息的观测次数。

3.2.13

覆盖次数渐减带　fold taper zone

满覆盖次数渐减到最小覆盖次数的区域。

3.2.14

面元　bin

地下成像网格的尺寸。

3.2.15

排列片　patch

三维观测系统中与同一个激发点有关的所有接收点。

3.2.16

模板　template

排列片与相关联的激发点的组合。

3.2.17

线束　swath

一种接收线和炮线相垂直的三维观测方式，接收排列为多条平行的接收线组成的束状排列片。

3.2.18

子区　box

一般由相邻炮线和相邻接收线所确定的区域。

3.2.19

横纵比　aspect ratio

三维地震观测系统(模板)的横向最大炮检距与纵向最大炮检距之比。

3.2.20

炮道密度　tracedensity

单位面积(平方千米)内的炮检对数目。

3.2.21

镶边　edging

为了使倾斜地层和绕射正确偏移成像，偏移所需的数据边界在原勘探部署边界的基础上再向外扩展一个用于偏移的宽度，作为野外采集满覆盖区域的边界。

3.2.22

采集脚印　acquisition footprint

由地震采集方法及参数引起的地震数据属性有规律的变化。

3.2.23

对称采样　symmetric sampling

炮间距与道间距、接收线距与炮线距、纵向最大炮检距与横向最大炮检距相等的空间采样方式。

3.2.24

组合　array

激发点或接收点由多个震源或多个检波器组成一定的组合图形，用于提高地震波能量、压制噪声的方法。

3.2.25

组合响应　array response

组合对不同频率、不同传播速度和方向的波的压制程度分布特征。

3.2.26

旅行时　travel time

地震波从激发点出发在地下介质中传播到达接收点的传播时间。

3.2.27

同相轴　event

地震记录上各相邻道振动相位有规律变化、能连续追踪，沿波峰或波谷勾绘的曲线。

3.2.28

连续记录　continuous recording

在设定的时间区间内不间断记录地震数据的采集方式。

3.2.29

扫描　sweep

可控震源按照某种规律，由数字伺服控制系统控制“机械-液压系统”驱动振动器给大地施加连续振动的过程。

注：通常包括常规扫描、交替扫描、滑动扫描、独立同步扫描、距离分隔同步扫描、动态扫描等方法。

3.2.30

交替扫描　flip-flop sweep

使用两组或多组震源相互交替激发的方法。

3.2.31

滑动扫描　slip sweep

多组可控震源以一定时间为间隔重叠扫描的激发方法。

3.2.32

独立同步扫描　independent simultaneous sweep；ISS

多组震源相隔一定距离独立自主扫描，地震仪器连续记录的施工方式。

3.2.33

距离分隔同步扫描　distance separated simultaneous sweep；DSSS；DS3

多组震源施工时，满足一定组间距离的各组同步激发方法。

3.2.34

超级排列　super spread

地震仪器激活满足一定范围内炮点激发需求的接收道，建立数据连续采集与传输状态的大排列。

3.2.35

小折射　weathering refraction

利用直达波和浅层折射波来研究表层结构的一种表层结构调查方法。

3.2.36

微测井　uphole survey

采用井中激发地面接收、或地面激发井中接收方式来研究近地表结构的一种表层结构调查方法。

3.2.37

基准面　datum

把实际地表激发、接收的数据通过校正，换算到某一给定的面。

3.3　地震勘探数据处理

3.3.1

球面扩散补偿　spherical divergence compensation

为消除地震波传播过程中因球面扩散造成的振幅衰减而进行的振幅补偿。

3.3.2

大地吸收补偿　earth absorption compensation

为消除地震波传播过程中因大地对地震波能量吸收作用造成的振幅衰减而进行的振幅补偿。

3.3.3

地表一致性振幅补偿　surface consistence amplitude compensation

对因地表激发、接收条件等原因引起的能量差异而进行的地震波振幅补偿。

3.3.4

地震子波　seismic wavelet

由脉冲震源激发的地震信号或相关后的可控震源信号。

注：通常地震子波是指该信号在弹性介质中稳定传播的初始信号。地震子波可分为近场子波和远场子波，从子波能量的集中位置和相位谱特征可分为最小相位子波、最大相位子波、混合相位子波和零相位子波。

3.3.5

子波处理　wavelet processing

将实际地震子波改变为期望的地震子波的处理过程。

注：子波处理包括子波相位校正、子波估算、整形滤波算子设计以及整形滤波处理。

3.3.6

时变滤波　time-variable filtering

数字滤波器的频率特性随地震记录时间变化而变化的滤波过程。

3.3.7

反假频滤波　anti-alias filtering

对连续信号进行离散采样或重采样前使用的一种低通滤波，用以消除高于采样率对应的尼奎斯特频率的频率成分。

3.3.8

相干滤波　coherence filtering

利用相邻地震道有效信号的相干性增强有效信号或者利用相邻地震道噪声的不相干性衰减噪声的滤波方法。

3.3.9

径向预测滤波　radial predictive filter

增强指定倾角范围内的相干信号，同时压制指定倾角范围之外的相干信号和随机噪声所进行的滤波处理。

3.3.10

反褶积　deconvolution

消除子波影响和线性滤波作用（如大地吸收及地震仪器响应）的处理过程，旨在提高地震资料分辨率。

3.3.11

子波反褶积　signature deconvolution

消除子波对地震记录的影响所进行的反褶积。

注：用于消除震源子波的影响，称为震源子波反褶积。

3.3.12

脉冲反褶积　spiking deconvolution

期望输出子波为尖脉冲的反褶积。

3.3.13

预测反褶积　predictive deconvolution

利用地震记录前面部分的信息对其后面的信息进行预测，将预测误差作为期望输出的反褶积方法。

3.3.14

静校正　static correction

对因近地表地层因素变化引起的地震波传播时间延迟进行校正的过程。

注：影响静校正量的因素除了近地表层结构外，还与激发点、接收点深度及基准面高程和替换速度有关。

3.3.15

高程静校正　elevation static correction

给定校正速度直接计算激发点和接收点与基准面高程差的校正量并进行校正的方法。

3.3.16

表层模型静校正　near surface model static correction

利用近地表调查资料和其他表层信息建立近地表模型，并根据该模型计算各炮点和检波点的静校正量并进行校正的方法。

3.3.17

折射波静校正　static correction of refraction wave

利用地震初至折射波旅行时计算静校正量并进行静校正的方法。

注：由于静校正量计算方法的不同，产生了延迟时法、广义互换法(GRM)、扩展广义互换法(EGRM)、广义线性反演法(GLI)、交互迭代折射波静校正等方法。

3.3.18

自动剩余静校正　automatic residual static correction

利用多次覆盖地震数据，假设炮、检点的剩余时差只与地表结构有关而与波的传播路径无关，采用模型迭代或相关、最大叠加能量等方法进行剩余时差拾取与分解，并进行静校正处理的过程。

3.3.19

共中心点道集　common midpoint gather

CMP 道集

炮点和检波点的中心点在同一位置的地震道的集合。

3.3.20

共反射点道集　common reflection point gather

CRP 道集

来自同一个反射点的地震数据所组成的道集。

3.3.21

共成像点道集　common image point gather

CIP 道集

来自相同成像点、不同炮检距(或角度)地震道所组成的道集。

3.3.22

螺旋道集　snail gather

以炮检距的分组区间为第一关键字由小到大、以方位角为第二关键字顺时针旋转排序而形成的地震道集。

3.3.23

数据规则化　data regularization

针对三维地震数据处理，为使地下反射面元得到均匀分布以及落入同一面元上的地震道具有相对均匀分布的炮检距、方位角和覆盖次数而进行的插值(插道)处理。

3.3.24

共炮检距矢量片　offset vector tile；OVT

对三维炮集地震数据，在平面上按炮检距和方位角进行分组，划分为若干分区，具有一定范围的炮检距和方位角的某一分区内的地震道组成的数据子集。

3.3.25

正常时差　normal moveout；NMO

在共中心点道集中，同一水平界面反射波在某个炮检距处的反射波旅行时与在零炮检距处的反射波旅行时之差。

3.3.26

倾角时差　dip moveout

由反射界面倾角引起的反射波旅行时间的变化以及共中心点道集中各地震道的反射点位置不一致。

3.3.27

动校正　normal moveout correction；NMO correction

消除由于炮检距影响造成的正常时差的处理过程。

3.3.28

倾角时差校正　dip moveout correction；DMO correction

部分叠前偏移

消除倾角时差的处理过程。解决反射面倾斜时共中心点道集非共反射点的问题。

3.3.29

叠加速度　stacking velocity

根据 CMP 道集反射波时差曲线计算出的用于共中心点叠加的速度。

3.3.30

层速度　interval velocity

在层状介质条件下，地震波在单一岩性层内传播的速度。

3.3.31

剩余动校正　residual normal moveout correction；RNMO correction

对因动校正量不准而造成的剩余时差进行的校正。

3.3.32

反动校正　inverse normal moveout；INMO

将动校正后的数据校正回动校正前的数据。

3.3.33

叠加　stack

将一组具有某种关系的地震道相加形成一道记录的处理过程。

注：相加前各地震道施以不同加权系数的叠加称之为加权叠加；选择部分地震道进行叠加称之为部分叠加；对参与叠加的地震道，按某种评价准则自动识别其质量的好坏，计算相应的时、空变加权系数，然后进行叠加称之为自适应加权叠加。

3.3.34

相干叠加　coherence stack

当动、静校正后的CMP道集不满足“波形统一，时间对齐”时，采用相关方法求取道集内各道与模型道的时差，并进行时差校正、叠加的处理过程。

3.3.35

零炮检距剖面拟合　zero-offset profile fitting

用角道集地震数据，采用统计拟合的方法，获得零炮检距剖面的处理过程。

3.3.36

地震偏移成像　seismic migration imaging

把地震波归位到产生它的正确位置上的处理方法。

注：按输入数据类型和处理横向变速能力可分为：叠后时间偏移、叠后深度偏移、叠前时间偏移、叠前深度偏移等方法。

3.3.37

叠前时间偏移速度分析　velocity analysis for prestack time migration

以时间域CRP道集是否被校平为标准，迭代分析修改均方根速度模型，直至获得最佳均方根速度模型的处理分析方法。

3.3.38

叠前深度偏移速度分析　velocity analysis for prestack depth migration

以钻井、测井、VSP等资料为约束条件，以深度域CIP道集是否被校平为标准，迭代分析修改层速度模型，直至获得最佳层速度模型的处理分析方法。

3.3.39

克希霍夫积分法偏移　Kirchhoff migration

根据克希霍夫积分公式，沿着绕射曲线或曲面轨迹对地震数据进行加权求和的偏移方法。

3.3.40

***f-k* 偏移　*f-k* migration**

将地震数据变换到频率波数域来实现地震数据波动方程偏移的方法。

3.3.41

有限差分法偏移　finite difference migration

用差分方式表达波动方程的偏移方法，通常用波场延拓法实现。

3.3.42

高斯束偏移　Gauss beam migration

利用高斯射线束方法计算格林函数实现偏移的处理方法，它可以较好地解决波在复杂介质中传播的多路径问题。

3.3.43

逆时偏移　reverse time migration

沿着时间轴反方向进行波场延拓的偏移处理过程。

注：该方法不受地层倾角限制，允许速度在纵横两个方向发生变化；既可处理多个波至也可解决回折波反射的成像问题。

3.4 地震勘探资料解释

3.4.1

方位各向异性 azimuthal anisotropy

岩石的物理性质随观测方位不同而变化的性质。

3.4.2

时间切片 time slice

在三维数据体中，相同时间数据的平面显示。

3.4.3

沿层切片 horizon slice

在三维数据体中，沿解释层位提取的属性的平面显示。

3.4.4

波组 wave group

在地震剖面上，具有相似波形特征（如振幅、频率、相位等）的同相轴组合。

3.4.5

闭合差 mis-tie

相交测线交点上同一层的测量值之差。

3.4.6

时深转换 time-to-depth conversion

将地震数据从时间域向深度域转换的过程。

3.4.7

层位标定 horizon calibration

在地震剖面上，识别并建立地震反射与地质层位对应关系的过程。

3.4.8

地震反演 seismic inversion

将地震数据转换成可用于岩性、物性、流体性质解释的数据处理过程。

3.4.9

复地震道分析 complex-trace analysis

地震记录是一个实际时间序列，以其作为实部构成一个复地震道，对其进行振幅包络、瞬时相位和瞬时频率的分析过程。

3.4.10

模式识别 pattern recognition

用数学方法鉴别和确定某些数据子集与特定地质特征之间的关系，以对事物或现象进行描述、辨认、分类和解释的过程。

3.4.11

调谐厚度 tuning thickness

在地震勘探中，砂岩薄层夹在页岩中或类似的情况下，当薄层厚度等于 1/4 个主波长时，上、下界面反射干涉形成的复合反射的振幅最大时的地层厚度。

3.4.12

调谐曲线 tuning curves

描述薄层厚度与相对振幅关系的曲线。

3.4.13

地质建模　geological modeling

在地质、测井、地球物理资料和各种解释结果或者概念模型进行综合分析的基础上，利用计算机图形技术，生成定量地质模型的过程。

3.4.14

岩石物理建模　rock physics modeling

以岩石物理分析为依据，建立岩石整体弹性性质及各个组分弹性性质和岩石储层参数（如矿物及其含量、孔隙度与形态、流体类型与饱和度等）之间关系的过程。

3.4.15

模型正演　forward modeling

正演模拟

在地球物理勘探研究中，根据地质体的形状、产状和物性数据，通过构造数学模型或实体模型得到地球物理响应的过程。

3.4.16

合成地震记录　synthetic seismogram

给定地震子波和地质模型，计算出的地震记录，可分为一维、二维、三维合成地震记录。

3.4.17

地震属性　seismic attribute

由叠前或叠后地震数据，经过数学变换获取的有关地震波的几何学、运动学、动力学或统计学特征的数据。

3.4.18

AVO 分析　AVO analysis

研究振幅随炮检距的变化，进而对岩性、储层及流体作出预测的过程。

3.4.19

等 t_0 图　two way time map

时间构造图

用自激自收双程地震反射时间描绘地下反射界面形态变化的平面图件。

3.4.20

构造图　structural map

用等高线描绘地下地质界面形态变化的平面图件。

3.5　重磁电勘探

3.5.1

重力勘探　gravity prospecting

根据地球重力场研究地下构造及寻找矿产资源的一种地球物理勘探方法。

3.5.2

固体潮改正　earth tide correction

消除固体潮（地球固体表面在日、月引力作用下，发生与海潮类似的周期性涨落现象）产生的影响而进行的改正。

3.5.3

地形改正　terrain correction

消除重力观测点周围地形起伏对观测结果影响而进行的改正。

3.5.4

高度改正　gravity elevation correction

自由空气改正　free-air correction

自由空间改正　free-space correction

消除重力观测点和基准面(通常是海平面)之间重力场随高度变化的影响而进行的改正。

3.5.5

中间层校正　stone slab correction

消除重力观测点和基准面(通常是海平面)之间岩石影响而进行的校正。

3.5.6

布格改正　Bouguer correction

高度改正和中间层改正的合并项。

3.5.7

纬度改正　latitude correction

正常重力场改正　normal gravity field correction

消除观测点在不同纬度时由于正常重力场的变化所产生的影响而进行的改正。

3.5.8

自由空气异常　free air anomaly

自由空间异常　free-space anomaly

重力观测值经过高度改正后,再减去正常重力值得到的重力异常。

3.5.9

布格重力异常　Bouguer gravity anomaly

重力观测值经过地形改正、高度改正、中间层改正及纬度改正后得到的重力异常。

3.5.10

磁法勘探　magnetic prospecting;magnetic survey

通过观测和分析由岩石、矿石或其他探测对象磁性差异所引起的磁异常,进而研究地质构造和矿产资源或其他探测对象分布规律的一种地球物理勘探方法。

3.5.11

日变站　diurnal station

为消除磁力观测中地磁场周日变化和短周期扰动等影响进行日变改正而建立的日变观测点。

3.5.12

磁力 ΔT 异常　total magnetic intencity anomaly

总磁场强度与正常场模量的差值。

3.5.13

磁异常化极　reduction-to-the pole

将观测到的斜磁化的磁场数据转换为垂直磁化条件下的磁场数据的归算。

3.5.14

大地电磁法　magnetotelluric;MT

以天然电磁场为场源来研究地球内部电性结构的一种频率域电磁勘探方法。

注:当交变电磁场在地下介质中传播时,由于趋肤深度的作用,不同频率的信号具有不同的穿透深度,在地面上观测大地电磁场,它的频率响应反映地下介质电性的垂向分布情况。

3.5.15

连续电磁剖面法　continuous electromagnetic profiling method;CEMP

观测大地电磁场沿测线一个排列布置多个测点,测点点距一般为 200 m;其中每个测点均测量水平电场分量 E_x 和 E_y,间隔 2 个～3 个测点测量水平磁场分量 H_x 和 H_y,以方便利用空间域(或转换为波数域)低通滤波压制静态效应。

3.5.16

远参考道法　fixed romote reference method

在测区外(一般大于 30 km)干扰小、地势平坦处固定设置一个大地电磁测深点,探区测点与之同步测量,在资料处理中利用固定点信息进行相关分析处理,消除干扰,以提高资料品质的勘探方法。

3.5.17

互参考道法　cross reference method

在探区两地或两探区分别同时布置大地电磁测点或排列,同步测量,观测完毕后,互相利用相对应的资料进行相关分析处理,消除干扰,以提高资料品质的方法。

3.5.18

音频大地电磁测深法　audio magnetotelluric;AMT

与常规大地电磁测深类似,只是观测的频率范围不同,工作频率一般为 $n\times10^{-1}$ Hz～$n\times10^{4}$ Hz。

3.5.19

可控源音频大地电磁法　controlled source audio frequency magnetotelluric;CSAMT

通过有限长接地导线源向地下发送不同频率的交变电流,在地面一定范围内测量正交的电磁场分量,计算卡尼亚电阻率及阻抗相位,达到探测不同埋深地质目标体的一种频率域电磁测深方法,工作频率一般为 0.1 Hz～8 000 Hz。

3.5.20

电阻率测深法　resistivity sounding

在地面同一个测点上逐次扩大供电电极距,观测垂直方向由浅到深的视电阻率变化情况,通过分析电测深曲线来了解测点下部沿垂向变化的地质情况的勘探方法。

3.5.21

激发极化法　induced polarization method;IP

以不同岩、矿石激电效应的差异为物性基础,通过观测和研究大地激电效应,来探查地下地质情况的一种地球物理勘探方法。

3.5.22

电法勘探　electrical prospecting

根据地壳中各类岩石或矿体的电磁学性质(如导电性、导磁性、介电性)和电化学特性的差异,通过对人工或天然电场、电磁场或电化学场的空间分布规律和时间特性的观测和研究,寻找不同类型矿产,查明地质构造及解决地质问题的地球物理勘探方法。

3.5.23

充电法　mise-a-la-masse method

一种把供电正极放在良导体上,负极放到无穷远(大于 5 倍收发距)处,通过观测电场分布特征和规律寻找矿产资源的地球物理勘探方法。

3.5.24

自然电位法　self potential method

分析研究由岩石、矿石(或其他探测对象)电性差异所引起的地下自然电场,推断地质构造和矿产资

源(或其他探测对象)分布规律的一种地球物理勘探方法。

3.5.25

复电阻率法　complex resistivity method;CR

在人工交流电场源激发下,测量大地电阻率的实、虚两个分量,来研究大地的电性,得出电阻率、极化率、时间常数、频率相关系数等多种电性参数的一种频率域电偶源地面电磁勘探方法。

3.5.26

瞬变电磁法　transient electromagnetic method;TEM

时间域电磁法　time domain electromagnetic methods;TDEM

它是利用不接地回线或接地线源向地下发射一次脉冲磁场,在一次脉冲磁场间歇期间,利用线圈或接地电极观测二次涡流场的方法,来研究不同深度的地电特征的时间域电磁勘探方法。

3.5.27

时频电磁法　time-frenqence electromagnitic method;TFEM

地面布设大功率长导线源,利用变频方波电流激发,在地面观测电磁场,同时获得时间域和频率域测量结果的电磁法勘探。

3.5.28

井中-地面电磁法勘探　borehole to surface electromagnetic method;BSEM

井地电磁法勘探

在井中布设大功率场源,在目标储层上、下方分别利用变频方波电流激发,在地面进行电场、磁场分量观测的电磁勘探方法。

3.5.29

地电模型　geoelectric model

利用地质、录井、电测井和地球物理等资料建立的地层电阻率分布模型,可以是一维、二维或三维模型。

3.6　井中地球物理勘探

3.6.1

井源距　source-well distance

震源激发点与 VSP 观测井井口之间的水平距离。

3.6.2

垂直地震剖面法　vertical seismic profiling;VSP

在地表附近激发地震波,沿井孔轨迹不同深度接收的一种井地地震勘探方法。

注:通常包括零井源距 VSP(激发点布置在井口附近)、非零井源距 VSP(激发点距井口一定距离)、Walkaway VSP(激发点布置在过井的一条或多条测线上)、Walkaround VSP(激发点布设在以井口为中心的一个或多个圆环上)、三维 VSP(激发点在观测井的周围按一定的规则布置)等。

3.6.3

随钻垂直地震剖面法　vertical seismic profiles while drilling

将钻头钻进产生的地震波信号作为井下震源的逆 VSP 观测方法。

3.6.4

井间地震　crosswell seismic

将震源系统和接收系统同时下入两口或多口深井中,在目的层段进行地震波的激发和接收的一种井中地震观测方法。可以进行直达波旅行时速度层析成像,也可以进行井周围目的层位置的反射波成像。

3.6.5

下行波　downgoing wave

来自观测点以上各种路径传播的地震波，包括直达波和下行多次波。

3.6.6

上行波　upgoing wave

来自观测点以下各种路径传播的地震波，包括一次反射波和上行多次波。

3.6.7

三分量旋转　rotation of three-component

包括水平分量定向和极化旋转。水平分量定向是把水平分量（H_1 和 H_2）通过旋转，根据初至能量最大化准则确定炮检垂向平面和水平分量检波器空间位置关系，近而求出炮检平面上的水平分量（X）和垂直炮检平面的水平分量（Y）；极化旋转是根据下行波能量最大化准则，把垂直分量（Z）和水平分量（X）及（Y）合成为一个分量（P 和 R）。

3.6.8

走廊叠加　corridor stack

将零井源距 VSP 资料的初至波校正为双程传播时间后，初至以下较狭长范围（走廊）内的各道叠加。

3.6.9

井间层析反演　crosswell tomography inversion

利用井间地震直达波信息，进行井间地层速度反演的过程。一般将地下划分为网格，对每个单元给定初始速度值，走时迭代计算，直至计算结果与实测的误差达到要求为止。

3.6.10

微地震　microseismic

地下岩石由于受外力（水力压裂、油水井注采等生产活动）作用引起岩石破裂产生的微小振动。

3.6.11

微地震事件　microseismic event

一个相对独立的岩石破裂能量释放时产生的振动信号。该信号在微地震记录上具有一定旅行时规律和明显的波形特征。

3.6.12

微地震监测　microseismic monitoring

利用地震检波器，记录微地震事件信号，并对微地震事件发生的时间、位置和级别进行分析的过程。

注：按检波器布设位置不同分为微地震井中监测和微地震地面监测。

3.6.13

诱发事件　induced event

由于非压裂活动而诱发的地震事件。一般这种事件的能量小于由压裂产生的微地震事件能量。

3.6.14

触发事件　triggered event

由非压裂活动而产生的地震事件（如射孔、导爆索激发、地面炮）。一般这种事件能量大于由压裂产生的微地震事件能量。

3.7　物探装备

3.7.1

双检检波器　dual sensor

由压电检波器和电磁感应检波器组合成一体的地震信号传感器。

3.7.2

三分量检波器　three component geophone

可接收同一物理点上相互正交的三个分量地震信号传感器。通常是一个垂直分量和两个互相垂直的水平分量。

3.7.3

四分量检波器　four component geophone

在三分量检波器的基础上增加一个压电检波器的地震信号传感器。

3.7.4

可控震源　vibrator

能够按照预定的频率范围及振动的延续长度和特定变化规律，产生震动信号的装置。

3.7.5

震源脱耦　vibrator decoupling

当震源输出力的反作用力大于震源压重时发生的平板脱离地面的现象。

3.7.6

先导信号　pilot

真参考信号　true reference

由编码扫描信号发生器产生，用作控制可控震源振动和原始地震数据相关的模信号。

3.7.7

参考信号　reference

由震源电子控制箱体产生，用于控制震源振动的信号。

3.7.8

重锤震源　weight drop seismic source；mass drop seismic source

采用重锤与平板高速碰撞产生瞬时冲击脉冲信号的机械装置。

3.7.9

气枪震源　airgun source

利用压缩空气迅速释放作为动力的一种脉冲震源。

3.7.10

相干枪　cluster airgun

由同种类型、间距小于 2 倍气泡半径的两只或多只气枪组成的一个单元。

3.7.11

气枪阵列　airgun array

一种由多个气枪子阵列按照一定规则组成的集合。

3.7.12

峰峰值　peak to peak value

在一个规定的频带内，第一个压力正脉冲与第一个压力负脉冲之间的差值。

3.7.13

气泡比　primary/bubble ratio

在一个规定的频带内，压力峰峰值与气泡峰峰值之比。

3.7.14

气泡周期　bubble period

高压气体在水中释放后，受水约束将在一定时间内持续膨胀收缩往复振荡的周期。

3.7.15

源同步系统　source synchronization system

控制地震信号激发与接收同步的一套设备。

3.7.16

时断信号　time break；TB

震源激发和地震数据采集启动的标志信号，代表激发和接收的时间零点。

3.7.17

验证 TB　confirmation TB

震源激发时刻相应控制器感应产生的时断信号。

3.7.18

地震数据采集系统　seismic data acquisition system

地震仪器

实施地震数据采集的设备集合。

注：根据结构组成和适用环境等特点，一般细分为有线地震仪器、无线地震仪器、节点地震仪器、拖缆地震仪器、工程地震仪器等。

3.7.19

交叉站　cross unit

地震仪器中用来管控纵向和横向信息有序交互的通信设备。

3.7.20

采集站　acquisition unit

数字包　digital unit

地震仪器中用来采集地震数据的设备。

3.7.21

采集链　acquisition link

多个数据采集站按固定方式通过电缆串行连接成的整体。

3.7.22

排列助手　spread tester

一种对交叉站、采集站、采集链等设备状况进行测试、检查和分析的手持式设备。

4　石油测井

4.1　通用术语

4.1.1

测井　well logging

利用仪器测量井下地层、井中流体的物理参数及井的技术状况，分析所记录的资料，进行地质和工程研究的技术。

4.1.2

测井曲线　log curves

测井仪器测量的一种或多种物理量，按一定比例记录为随井深或时间变化的连续记录。

4.1.3

测井曲线图头　log head

测井曲线图首部记录的井号、曲线名称、仪器、比例尺、施工单位名称、日期、井况等信息的总称。

4.1.4

测井系列　well logging series

针对不同的地层剖面和不同的勘探开发目的而选定的测井方法组合。

4.1.5

声波测井　acoustic logging;sonic logging

测量声波在地层或井周其他介质中传播特性的测井方法。

4.1.6

放射性测井　radioactive logging

在井中测量由天然放射性核素发射的、辐射源激发的、人工活化的以及示踪同位素核射线的测井方法。

4.1.7

核磁共振测井　nuclear magnetic resonance logging

利用磁共振原理,观测地层孔隙流体中氢核的弛豫特性及含氢量的测井方法。

4.1.8

生产测井　production logging

确定生产井产出剖面或注入剖面的测井方法。

4.1.9

工程测井　engineering logging

检测钻井、开发过程中油水井工程问题的测井技术。

4.1.10

电缆测井　wireline logging

利用电缆进行下井仪器的输送和各种信号传输的测井方法。

4.1.11

随钻测井　logging while drilling

将传感器置于特殊的钻铤内,在钻井过程中测量各种物理参数并发送到地面进行记录的测井方法。

4.1.12

测井快速平台　express platform for well logging

具有高集成化、高可靠性和高传输性能,能一次完成测井作业的组合测井系统。

4.1.13

探测深度　depth of investigation

下井仪器的径向探测范围。

注:下井仪器测量的地层物理参数值主要反映这个范围内地层的特性。

4.1.14

纵向分辨率　vertical resolution

测井仪器能够分辨出的地层的最小厚度。

注:电测井仪器通常以纵向积分几何因子为90%时对应的地层厚度作为仪器的纵向分辨率。

4.1.15

仪器常数　tool factor

一种与下井仪器传感器(仪器的电极系、线圈系、声系等)的探测特性(如:几何尺寸、线圈匝数、激励频率等)有关的常数。

注:对于阵列式测井仪器,可有多个 K 值。通过 K 值可以建立仪器测量值(如电压、电流)与测井工程值(如视电阻率)之间的关系。

4.1.16

测量点　measuring point

下井仪器测量地层物理参数的深度对应点。

4.1.17

源距　spacing

发射源几何中心到接收器记录点之间的距离。

4.1.18

刻度　calibration

利用相应的标准物质及其装置建立测井仪器量值与被测介质物理量值之间函数关系的过程。

4.1.19

仪器零长　distance of "zero" mark of tool

记录点到仪器底部之间的距离。

4.1.20

电缆零长　distance of "zero" mark of cable

马笼头底部到电缆第一个深度记号之间的距离。

4.1.21

测井数据的归一化　normalization of log data

进行多井数据处理与解释之前，使用标准层测井结果直方图或趋势面等分析方法，对同类测井数据主要由仪器刻度所造成的误差进行校正的一种数据预处理方法。

4.1.22

测井深度　logger depth

通过测井电缆深度记录系统获得的井眼内某测点沿井眼轴线到深度基准平面的长度，该深度基准平面一般以钻井平台或补心平面起算。

4.1.23

深度归位　depth correlation

由钻井深度计量的岩心、岩屑等数据的深度校正到测井深度的方法。

4.1.24

侵入时间　time-since-invasion

储层地层从钻开到测井的时间延迟。

4.1.25

孔隙度曲线互容刻度　compitable scales

兼容刻度　compatibility scale

显示同一岩性储层孔隙度曲线对等变化采用的特定横向比例。

4.1.26

岩心刻度测井　core-log callibration

以岩心资料作为刻度或标定依据建立测井解释模型的一种方法。

4.1.27

时间推移测井　time-lapse logging

用同类仪器在不同时间对同一口井先后进行两次或多次测井，以研究储集层的侵入特性及含油气饱和度变化的方法。

4.1.28

射孔　perforating

一种用于钻井井下的爆破作业，在井筒内目的深度，利用射孔器对井壁及地层穿孔，构成目的层和井筒连通通道的工艺技术。

注：包括电缆输送射孔、过油管射孔、油管输送式射孔、正(负)压射孔、动态负压射孔、定方位射孔、水平井射孔、泵送式电缆射孔也称分簇射孔或多级射孔、复合射孔等。通常把运用爆破技术在井下进行的冲孔、切割、打桥塞、倒灰等工程作业也纳入射孔技术范畴。

4.2　电法测井

4.2.1

电阻率测井　resistivity logging

测量地层电阻率的测井方法。

4.2.2

横向测井　departure curve log

使用一套不同电极距的梯度电极系(或电位电极系)，在同一目的层井段测量地层视电阻率，然后利用测井解释图板或相关数值算法确定地层真电阻率、侵入带电阻率和侵入半径的测井方法。

注：包括电位横向测井和梯度横向测井。

4.2.3

自然电位测井　spontaneous potential logging

测量井内自然电场的测井方法，广泛用于识别岩性、划分渗透层及确定地层水电阻率等。

4.2.4

微电极测井　micro-electrode logging；minilog

使用微电极系进行的电阻率测井方法。

4.2.5

侧向测井　laterolog

采用聚焦电极系，使供电电流向井眼径向聚焦并流入地层的电阻率测井方法。

注：根据电极的不同组合，分为双侧向、微侧向及(微)微球形聚焦测井等。

4.2.6

八侧向测井　laterolog 8

在由七个体积较小的环状电极组成的七侧向测井基础上，增加回流电极以减少探测深度的一种侧向测井方法。

4.2.7

双侧向测井　dual-laterolog

由九个柱状电极组成的侧向测井，由深侧向测井和浅侧向测井组合而成。

4.2.8

微侧向测井　micro-laterolog；MLL

在贴向井壁的极板上，由主电极和与它同心的三个环状电极组成的聚焦电流测井。

4.2.9

微球形聚焦测井　micro spherically focused logging；SFL/MSFL

主电流在井眼附近的地层中流动，形成一个等位面近似球形的电场的聚焦测井方法。

注：微球形聚焦测井的测井原理及电极系排列类似球形聚焦测井，但它的电极尺寸较小，且嵌在贴向井壁的极板上。

4.2.10

地层倾角测井　dip logging

测量井眼钻遇地层(面)倾角和倾斜方位角的测井方法。

4.2.11

微电阻率成像测井　micro-resistivity imaging logging

用于测量井眼周向井壁附近的电阻率，并以图像的形式展示地层沉积和构造特征的一种测井方法。

注：仪器的传感器由尺寸很小的钮扣电极阵列构成，这些钮扣电极分布在紧贴井壁的极板上。

4.2.12

方位侧向测井　azimuthal laterolog

利用双侧向测量原理测量井周各方向地层电阻率的一种电测井方法。

4.2.13

感应测井　induction logging

采用一组特定的线圈系，利用电磁感应原理测量地层电导率的测井方法。

4.2.14

双感应测井　dual induction logging

使用一种特定的感应线圈系，同时测量探测深度不同的两条电导率曲线的测井方法。通常由中感应测井和深感应测井组合。

4.2.15

相量感应测井　phasor induction logging

使用感应测井线圈系，同时记录地层的同相分量和相差 90°相位的分量，通过信号合成技术消除传播效应影响的一种感应测井方法。

4.2.16

多分量感应测井　multi-component induction logging

三轴感应测井　tri-axial induction logging

张量感应测井　tensor induction logging

一种测量电磁场不同方向的分量求取地层电阻率的感应测井方法。主要用于研究地层电阻率的各向异性。

4.2.17

阵列感应测井　array induction logging

采用多个感应线圈系组合，在不同频率下，测量多条探测深度不同的电导率曲线，通过数字处理技术，给出地层电阻率和侵入特征径向分布图或参数的一种感应测井方法。

4.2.18

介电测井　dielectric logging

高频电磁波传播测井　high frequency electromagnetic wave propagation logging

通过测量电磁波在地层中传播产生的幅度衰减和相位偏移来求取地层电阻率和介电常数(电容率)的方法。

4.2.19

电磁波传播测井　electromagnetic propagation logging

通过测量电磁波在地层中传播产生的幅度衰减和相位偏移来求取衰减电阻率和相位差电阻率的一种方法。

4.2.20

激发极化测井　induced polarization logging

测量人工激发电场的测井方法。

4.2.21

过套管电阻率测井　through casing resistivity logging

在套管井中测量地层电阻率的一种电测井方法。

4.2.22

井间电磁成像　cross well EM tomography

在一口井中发射电信号，在另外的井中接收电信号，对井间地层电阻率的分布进行成像的一种地球物理方法。

4.2.23

岩石电阻率　resistivity of rock

岩石的电学参数之一，是岩石阻抗电流通过其自身的特性。

4.2.24

地层视电阻率　apparent formation resistivity

受井筒、侵入带和围岩等测井环境的影响，地层真电阻率的测量结果。

4.2.25

增阻侵入　increased resistance invasion

高侵

侵入带电阻率高于原状地层电阻率的径向侵入特征。

4.2.26

减阻侵入　decreased resistance invasion

低侵

侵入带电阻率低于原状地层电阻率的径向侵入特征。

4.2.27

电极系　electrode；sonde

用于测量地层视电阻率的多个电极组成的系统。主要包括：

a) 梯度电极系：不成对电极之间的距离大于成对电极之间距离的电极系；

b) 电位电极系：成对电极之间的距离大于不成对电极之间距离的电极系；

c) 微电极系：在贴井壁的极板上，安装三个相距 2.5 cm 的钮扣电极，可形成微梯度电极系和微电位电极系。

4.2.28

特拉华梯度　Delaware gradient

特拉华效应　Delaware effect

挤压效应　squeezing effect

当低电阻率的地层被很厚的高电阻率地层覆盖，而参考电极进入高电阻率地层时，在低电阻率的地层中视电阻率曲线出现反常的趋向高电阻率的趋势的现象。

4.2.29

格罗宁根效应　Groningen effect

由于总电流返回到放置在地面上的或在井下但距离参考电极很远的回路电极而导致井下参考电极电压非零，从而引起视电阻率读数失真的现象。

4.2.30

感应测井线圈系　induction logging coil array

由多个发射线圈和接收线圈组成的感应测井线圈系统。

4.2.31

感应测井几何因子理论　geometrical factor theory for induction logging

假设空间介质被分为无限多个截面积很小、且与井轴同轴的单元导电环的一种近似理论。

注：发射线圈通以交流电，在这些导电环中感应出交变电流。此时，接收线圈接收的信号被认为是无限多个单元导电环中所产生信号的总和。

4.2.32

横向微分几何因子　differentiated radial geometrical factor

单位厚度半径为 r 的无限长圆筒状介质对视电导率测量结果的相对贡献。

注：利用它可以研究井筒、侵入带及原状地层对测量结果的影响。

4.2.33

横向积分几何因子　integrated radial geometrical factor

以井轴为中心，半径为 r 的无限长圆柱状介质对测量结果的相对贡献。

注：利用它可以研究感应测井线圈系的探测范围。

4.2.34

纵向微分几何因子　differentiated vertical geometrical factor

纵向上单位厚度（z 值）板状介质对视电导率的相对贡献。

注：利用它可以研究地层厚度及围岩对视电导率的影响。

4.2.35

纵向积分几何因子　integrated vertical geometrical factor

厚度为 H（地层位置对称于线圈系中点）的水平地层，对测量结果的相对贡献。

注：利用它可以研究感应测井线圈系的纵向分层能力及围岩影响。

4.2.36

自然电位基线　shale SP baseline

一定厚度的泥岩层段所测得的自然电位值。

4.2.37

自然电位异常幅度　SP deflection from baseline in permeable zone

渗透性地层与泥质围岩之间，自然电位的最大差值。

4.2.38

静自然电位　static spontaneous potential；SSP

厚层含水纯砂岩与相邻泥岩地层之间的自然电位差。

4.2.39

电测井正演　forward modeling of electrical logging

根据电测井基本原理方程，在已知地层模型参数和仪器结构参数的条件下，得到电测井响应的过程。

4.2.40

电测井反演　inversion of electrical logging

根据电法测井曲线和相关信息反演求解地下地层电性参数的过程，通常包括电阻率反演、介电常数

反演等。

4.2.41

幅度衰减电阻率　attenuation resistivity

电磁波电阻率测井中，根据两个接收探头产生的感应电动势的幅度比得到的电阻率。

4.2.42

相位差电阻率　phase difference resistivity；phase shift resistivity

电磁波电阻率测井中，根据两个接收探头产生的感应电动势的相位差得到的电阻率。

4.2.43

视介电常数　apparent dielectric constant

在介电测井中，利用两个接收探头所测量的感应电动势幅度比和相位差综合求解得到的地层介电常数。

4.2.44

趋肤效应　skin effect

电磁波传播效应　electromagnetic propagation effect

电磁波在介质中传播时所发生的幅度衰减和相位移动。

4.2.45

犄角效应　horn effect

井眼轨迹以一定的交角进入地层界面时，感应测井或电磁波电阻率测井响应在界面处产生的角状异常突变现象。

4.3　放射性测井

4.3.1

自然伽马测井　natural gamma-ray logging

在井中连续测量地层天然放射性核素发射的伽马射线的测井方法。

4.3.2

自然伽马能谱测井　natural gamma ray spectral logging

在井中测量由地层的天然放射性核素发射的伽马射线，进行能谱分析，定量测量地层铀、钍、钾含量的测井方法。

4.3.3

密度测井　density logging

通过在井中测量地层电子密度指数和/或光电吸收指数确定地层体积密度的测井方法。

注：根据测量参数和测量方式不同，分为补偿密度测井和岩性密度测井。

4.3.4

中子伽马测井　neutron gamma-ray logging

在井中利用同位素中子源照射地层，测量由俘获辐射核反应产生的伽马射线的测井方法。

4.3.5

元素测井　geochemical well logging

测量地层中某些元素的浓度，确定岩石矿物成分的一种放射性测井方法。

4.3.6

热中子测井　thermal neutron logging

利用中子探测器记录距中子源一定距离的热中子通量率，测定地层含氢指数的测井方法。

注：分普通热中子测井和补偿热中子测井。

4.3.7

超热中子测井　epithermal neutron logging

利用中子探测器记录离中子源一定距离的超热中子通量率，测定地层含氢指数的测井方法。

4.3.8

氯测井　chlorine logging

选择记录由氯原子核俘获热中子而产生的高能量伽马射线的一种中子伽马能谱测井方法。

4.3.9

中子寿命测井　neutron lifetime logging

在井内测量地层热中子寿命的测井方法。

4.3.10

碳氧比能谱测井　C/O spectral logging

选择记录中子与碳元素和氧元素发生非弹性散射产生的伽马射线，计算 C/O、Si/Ca 和 Ca/Si 的一种测井方法。

4.3.11

中子活化测井　neutron activation logging

用中子照射井剖面，使井剖面岩石中某些稳定核素活化，活化后的原子核将按一定的半衰期衰变，并放出一定能量的伽马射线，对这些射线进行时间和能量分析的测井方法。

4.3.12

同位素示踪测井　radioisotope logging

利用放射性同位素作为示踪剂的测井方法。

4.3.13

脊肋图　spine-and-ribs plot

综合反映长源距探测器读数与地层密度和滤饼影响的关系曲线。

注：当无滤饼影响时，两个探测器测出的密度值相等，其交会点的轨迹为一直线，称之为“脊线”；而有滤饼影响时，交会点的轨迹偏离脊线而形成一簇曲线，称之为“肋线”。由脊线和肋线组成的图形称脊肋图。

4.3.14

含氢指数　hydrogen index

一种物质中包含的氢核数与同体积的淡水中包含的氢核数之比。

4.3.15

氧化物闭合模型　the oxide closure model

所有元素对应的氧化物质量百分含量之和为 1 的模型。

4.3.16

挖掘效应　excavation effect

天然气层低含氢量造成热中子孔隙度比同等孔隙度水层或油层明显偏低的现象。

注：当采用互溶刻度回放中子和密度曲线时，挖掘效应会造成上述两条曲线明显的“镜像”变化，是识别天然气层的一种有效方法。

4.4　核磁共振测井

4.4.1

CPMG 脉冲序列　Carr-Purcell-Meiboom-Gill pulse sequence；CPMG

测量 T_2 弛豫时间的脉冲序列。

注：由四位科学家名字的第一个字母缩写而成。

4.4.2

差谱方法　differential spectrum method；DSM

利用相同 T_E，但两组不同 T_W 的测量实现，根据流体的 T_1 不同，把不同 T_W 获得的 T_2 分布相减，出现剩余信号来识别油气的一种数据采集与处理方法。

4.4.3

扩散分析　diffusion analysis；DIFAN

利用双 T_E 测量的数据处理的分析方法。

注：根据水与中等黏度油扩散系数的差别来识别原油的类型。

4.4.4

扩散弛豫　diffusion relaxation

CPMG 脉冲序列测量过程中，在梯度磁场作用下，由分子的扩散而引起的岩石中的一种弛豫机制。

4.4.5

受限扩散　restricted diffusion

在分子扩散过程中，由于受到孔隙几何形状限制而产生的效应。

4.4.6

回波间隔　echo spacing

T_E

在 CPMG 脉冲序列测量过程中，两个 180°脉冲之间的时间间隔。

注：等于两个相邻回波间隔之间的时间。

4.4.7

增强扩散方法　enhanced diffusion method；EDM

基于不同流体扩散系数不同，采用不同 T_E，在 T_2 分布上看到不同变化的一种数据采集和处理方法。

4.4.8

自由感应衰减　free induction decay；FID

在单个射频脉冲的作用下，原子核在拉摩尔频率激励下产生的瞬态核磁共振信号。

4.4.9

弛豫时间　relaxation time

原自旋受到外磁场的激发以后，返回到平衡位置的时间。

注：对于指定的原子核，弛豫时间是一个常数。

4.4.10

纵向弛豫时间　longitudinal relaxation time

自旋-晶格弛豫时间常数　spin-lattice relaxation time

T_1

原自旋在外加静磁场中排列的时间常数。

4.4.11

横向弛豫时间　transverse relaxation time

自旋-自旋弛豫时间常数　transverse spin-spin relaxation time

T_2

核自旋之间的相互作用，使能量跃迁后的核自旋系统能量损失的时间常数。

4.4.12

移谱方法　shifted spectrum method;SSM

一种数据采集与处理方法,利用相同 T_W,但两组不同 T_E 的测量实现。

4.4.13

自旋回波　spin echo

在"90°～180°"脉冲后,观测到的核磁共振信号。

4.4.14

表面弛豫率　surface relaxivity

液体与固体界面的一种特性,通常会大大加快固体孔隙中液体的核磁弛豫。

4.4.15

T_2 截止值　T_2 cutoff

在 T_2 谱上,区分不同流体状态分界的弛豫时间点。

4.4.16

等待时间　wait time

T_W

在 CPMG 脉冲序列中最后一个 180 脉冲与下一次实验 CPMG 脉冲序列脉冲之间的时间。

4.5　声波测井

4.5.1

声速测井　acoustic velocity logging

测量地层中纵波传播速度的测井方法。

4.5.2

井眼补偿声波测井　borehole compensated acoustic logging

可以减小井眼变化及仪器倾斜对声波测量结果影响的双发、双收声系声波测井方法。

4.5.3

阵列声波测井　array sonic logging

使用多个接收探头的特殊声系,以不同的组合方式获取更多的声信息量,并以扩大声测井应用范围为目的的一种声测井方法。

4.5.4

声幅测井　acoustic amplitude logging

测量声波幅度的测井方法。

4.5.5

声波变密度测井　acoustic variable density logging

记录在井壁介质中声波的整个波列中的前 12 个～14 个波幅度的一种测井方法。

4.5.6

正交偶极子声波测井　crossed-dipole acoustic logging

在井眼中对地层进行横波波速测量和利用相互正交偶极子声波测井资料评价地层各向异性的方法。

4.5.7

声波成像测井　acoustic imaging logging

利用声波反射原理获得井壁直观图像的测井方法。

4.5.8

滑行波　slide wave

声波从声速为 v_1 的介质入射到声速为 v_2（$v_2>v_1$）的介质中时，当入射角为第一临界角时所产生的折射波可在第二介质内沿两种介质的分界面传播的折射波。

4.5.9

弯曲波　flexural wave

挠曲波

质点的偏振方向垂直于井轴、在充液井眼井壁沿井轴方向传播的一类制导波。

注：其传播速度接近于地层横波波速。

4.5.10

慢地层　slow formation

软地层　soft formation

横波波速小于井内液体纵波波速的地层。

4.5.11

岩石骨架声速　rock matrix acoustic velocity

岩石骨架介质的声波传播速度。

4.5.12

声波时差　interval transit time

慢度　slowness

声波在单位厚度地层中传播所用的时间。

注：为速度的倒数。

4.5.13

周波跳跃　cycle skip

在传统的声速测井中，由于某种原因（如存在裂缝或气层）使距发射器较远的接收器只能记录比首波滞后一至几个周期的续至波，导致相邻两个接收探头测得的声波传播时间按声波周期整数倍急剧增大的现象。

4.6　测井资料处理与解释

4.6.1

测井地层评价　formation evaluation

应用测井资料评价地层的岩性、物性、储层流体性质、岩石力学性质及烃源岩性质等地层特性的过程。

4.6.2

测井响应方程　log response equation

各种测井方法测量的物理参数与相关地层组分及其含量等之间的理论关系式。

4.6.3

测井解释模型　log interpretation model

测井结果与地层参数之间的定量方程或关系式。

4.6.4

岩石物理体积模型　model of bulk-volume rock

将岩石某一物理量测井结果视为岩石各组分相对体积与其物理量乘积之和的简化解释模型或响应

方程。

4.6.5

纯砂岩模型　clean sandstone model

由骨架和有效孔隙两部分组成的模型，应用于不含泥质或泥质含量很少的砂岩。

4.6.6

泥质砂岩模型　shaly sandstone model

由骨架、泥质和有效孔隙三部分组成的地层模型，考虑了泥质含量对测井参数的影响，使测井响应方程能同时适用于纯砂岩和泥质砂岩而建立的简化地层模型。

4.6.7

双水模型　dual water model

为了计算泥质砂岩的含水饱和度而采用的一种简化地层模型。

注：泥质砂岩由岩石颗粒（骨架及干黏土）和总孔隙体积两部分组成。而总孔隙体积除了含油气外，还含有两种电阻率不同的水；紧贴孔隙表面的束缚水（“近水”）和离孔隙表面较远的水（“远水”）。

4.6.8

远水　far water

双水模型中描述远离黏土表面的水，用于与黏土束缚水（近水）区分，包括毛管束缚水和自由水。

4.6.9

近水　near water

双水模型中描述黏土表面至扩散层外边界的水，包括 Stern 层和扩散层中的离子和水。

4.6.10

黏土束缚水　clay-bound water

黏土晶格内或者双电层内部靠近黏土表面的水。

4.6.11

岩石骨架　rock matrix

岩石中除了泥质以外其他造岩矿物构成的岩石固体部分。

4.6.12

岩性模型　lithology model

根据岩石骨架矿物成分构成所采用的简化地层模型，一般分为：

a）　单矿物模型：以一种矿物为主的岩石，如石英砂岩、石灰岩等；

b）　双矿物模型：由两种物理性质差异明显的矿物组成的岩石；

c）　多矿物模型：由三种以上矿物组成的岩石。

4.6.13

岩石骨架参数　matrix parameter

岩石骨架的物理参数。

4.6.14

地层因素　formation factor

相对电阻率　relative resistivity

完全含水时的岩石电阻率与该岩石孔隙中地层水电阻率的比值。

4.6.15

电阻率指数　resistivity index

电阻增大率　resistance increase rate

含油（气）、水两相流体岩石（或油气层）电阻率与该岩石完全含水时电阻率的比值。

4.6.16

纯岩石饱和度模型　saturation model of clean formation

纯岩石电阻率模型　resistivity model of clean formation

仅考虑孔隙中地层水离子导电作用的纯岩石电阻率或饱和度解释模型，如阿尔奇公式、汉布尔公式等。

4.6.17

泥质砂岩饱和度模型　shaly sand saturation equation

泥质砂岩电阻率模型　shaly sand resistivity equation

计算泥质砂岩油气层含水或含油气饱和度的电阻率方程，如韦克斯曼-史密茨方程、双水模型、泥质并联电导模型等。

4.6.18

压实校正　compaction correction

对声速测井孔隙度测量的一种校正。

注：以补偿地层压实不足或者超压时预测的孔隙空间的增加。

4.6.19

快速直观解释　quicklook interpretation

在测井现场作出的快速直观评价的解释方法。

注：其显示形式有交会图和曲线重叠图两种。

4.6.20

重叠法　overlay technique

用两条或多条测井曲线重叠，快速直观解释地层岩性、含油气性等。

4.6.21

视地层水电阻率法　apparent water resistivity technique

R_{wa}

显示地层含油气性和计算地层含油气饱和度的方法，以深探测电阻率与地层因素的比值表示。

4.6.22

复杂岩性储层　complex lithology reservoir

砂岩以外的其他岩性储集层，如碳酸盐岩、火山(成)岩和泥岩储集层等。

4.6.23

双重孔隙度模型　dual porosity model

同时存在两种类型孔隙的地层模型，如裂缝孔隙-粒间孔隙、粒间孔隙-洞穴孔隙等双重孔隙储层等。

4.6.24

测井数据预处理　pre-processing

在用测井数据计算地质参数之前，对测井资料所做的深度编辑、环境校正、归一化等处理。

4.6.25

交会图方法　crossplot method

将两种或三种测井参数用直角坐标构成二维图形的方法。

4.6.26

***M*-*N* 交会图　*M*-*N* crossplot**

判断岩性和选择岩性模型最常用的交会图。

注：M 值用声波和密度计算，N 值用中子和密度计算。

4.6.27

岩石力学特性分析　rock mechanical property analysis

用地层的纵波速度、横波速度和体积密度计算岩石弹性模量，并对岩石强度进行分析的测井解释方法。

4.6.28

关键井研究　key well study

在油气藏有代表性的部位选择井眼环境好、测井项目齐全并有岩心分析资料的井作为关键井，通过关键井的全面研究，确定地层矿物成分、岩相、测井解释模型，建立油气藏统一的测井数据归一化标准和地质参数的转换关系的方法。

4.6.29

测井相　electrofacies

一组表征具有特定地质含义的测井响应，如可区分不同岩性的测井岩相、区分不同沉积环境的测井沉积微相、区分不同成岩作用及其产物的测井成岩相等。

4.6.30

油水同层　oil-water layer

以产油为主(气当量小于40%油气当量)，日产油气当量超过干层标准且可动水含量大于或等于5%(具体数值视各油区情况而定)的岩层；以产稠油为主(气当量小于50%油气当量)，日产油、气量超过干层标准，油、水或油、气、水同出且可动水含量大于或等于20%(具体数值视各油区情况而定)的储层。

4.6.31

气水同层　gas-water layer

以产气为主(气当量大于或等于50%油气当量)，日产气或油气当量超过干层标准且可动水含量大于或等于5%(具体数值视各油区情况而定)的储层。

4.6.32

差油(气)层　poor oil (gas) layer

在通常具有自然产能的油气藏中需要采用有效的增产措施才能获得超过干层产量标准的油(气)层。

4.6.33

含油水层　oil-bearing water layer

在现有试油工艺及技术条件下，以产水为主带油花，不能计量出日产油量的水层。

4.6.34

含气水层　gas-bearing water layer

在现有试油工艺及技术条件下，以产水为主带天然气，不能计量出日产气量的水层。

4.6.35

可能油气层　potential oil(gas) layer

在风险探井中，根据测井及其他相关资料综合分析认为可能含油(气)且可能产出油(气)的储层。

4.6.36

水淹层　water flooded layer

已经水淹的储层，可进行相应的水淹级别评价。

4.6.37

地层倾角矢量图　dip arrow plot

用一系列带线段的圆圈(或等边三角形、正方形)表示地层倾角和倾向随深度变化的图形。

注：圆圈中心表示地层深度和倾角，线段与正北（正上方）的夹角为倾斜方位角（顺时针）。

4.6.38

矢量图颜色模式　coloured dip pattern

在地层倾角矢量图上用特定颜色标注的一组矢量，不同颜色矢量模式具有不同的地质含义。通常分为：

a）　绿色模式：一组倾向和倾角随深度增加保持不变的倾角矢量。大段的绿色模式常代表区域构造产状。

b）　红色模式：一组倾向基本不变，而倾角随深度增加而增加的倾角矢量。常与断层或充填构造等有关。

c）　蓝色模式：一组倾向基本不变，而倾角随深度增加而减小的倾角矢量。砂岩储层内的蓝色模式与古水流方向有关。

d）　白色模式：一组倾向和倾角随深度增加而无规律变化的倾角矢量，又称杂色模式。如断层破碎带地层、块状泥岩地层等。

4.6.39

低阻环带　low resistivity annular

淡水钻井液滤液侵入油气层，在侵入带前缘所形成的低电阻率环带。

4.6.40

侵入深度　invasion depth

钻井液和钻井液滤液侵入地层的径向深度。

注：一般用侵入直径或侵入半径（井眼中线到侵入带外边缘的直线距离）表示。

4.6.41

旋风图版　torado chart

利用深、中、浅三种不同探测深度电阻率测井结果进行侵入校正的图版。

4.6.42

岩电参数　parameters used in saturation model

根据岩心电阻率实验测量数据而确定的饱和度（电阻率）模型参数。

4.6.43

泥质储层　shaly formation

泥质砂岩　shaly sand

在储层评价或测井定量解释中，当（砂岩）储层中的黏土矿物对测井响应造成明显影响而定义或选取的地层模型。

注：与岩石学中泥质的定义不同，虽然储层中“泥质”或“黏土”组分含量达不到岩石定名“质”的数量（如25%～50%），但这种组分已经对测井响应造成明显的影响而需要校正时，定义为泥质储层。这种情况多出现在砂岩，故又定义为泥质砂岩。

4.7　测井仪器设备

4.7.1

测井仪器　logging instrument

下井仪器　downhole tools

测量井下物理参数的装置。

4.7.2

测井地面系统　surface device of logging unit

测井仪器中地面记录与控制的设备。

4.7.3

集流环　collector ring

滑环　slip ring

装在电缆滚筒上使电缆缆芯与外接导线相连接的滑动接触装置。

4.7.4

测井电缆　logging cable

由导电缆芯、绝缘层、钢丝编织层等组成的单芯或多芯铠装电缆。

4.7.5

电缆深度记号　depth mark of cable

在电缆上按一定距离做出的磁记号。

4.7.6

磁性记号器　magnetic mark detector

检测电缆磁性记号的装置。

4.7.7

测井张力计　weight indicator of logging

指示接有下井仪器的电缆张力仪表。

4.7.8

井口滑轮　hoisting pulley

引导电缆上提、下放的转动装置。

4.7.9

测井数据采样密度　sampling rate of logging data

单位深度(或时间)的采样个数。

4.7.10

深度延迟　depth delay

组合测井时,不同仪器记录点与底部仪器测量点之间的深度差。

4.7.11

信号模拟器　signal simulator

用来模拟测井仪器信号的发生器。

4.7.12

基线漂移　baseline drift

由于某种原因引起测井曲线基线随时间按一定规律或无规律的变化。

4.7.13

钻井液电阻率测量仪　mud resistivity tester

地面测量钻井液电阻率的装置。

4.8　生产测井

4.8.1

合层产液量　produced fluid rate for sum layer

几个产液层产液量的总和。

4.8.2

分层产液量　produced fluid rate for single layer

每一个生产层的产液量。

4.8.3

注入剖面　injection profile

吸入剖面　imbibition profile

注入井中各层流体的注入量。

注：若注入的是水则称吸水剖面；若注入的是蒸气则称吸气剖面。

4.8.4

产出剖面　productivity profile

生产剖面　production profile

生产井中各生产层的产量及性质。

4.8.5

相对吸水量　relative water-intake rate

注水井中每一个吸水层的吸水量占全井总吸水量的体积分数。

4.8.6

找窜　channeling detection

检查并确定套管外流体的窜槽部位的工艺技术。

4.8.7

找漏　leaking detection

检查并确定因套管损坏引起流体漏失部位的工艺技术。

4.8.8

固相放射性同位素示踪剂　solid radioactive tracer

吸附放射性核素的孔隙性固相微粒。

4.8.9

环空测井　annular space logging

将小直径测井仪器从油管、套管之间的环形空间下入井内的一种测井工艺。

4.8.10

流量测量　flow rate survey

测量井内流动流体的流量，一般包括电磁、涡轮、示踪及超声等方法。

4.8.11

持水率　water hold up

油井管道的流动截面上，水相面积所占的百分比。

4.8.12

油藏动态监测　reservoir monitoring

用测井监视油藏在油气开发过程中的动态，包括油气及油水界面的移动、油气层水淹程度、油气层枯竭或水层充油等。

4.8.13

“测一注一测”测井工艺　log-inject-log technique

在同一井段用同一支仪器于两次测井之间，向该井段注入特殊性质的液体，根据两次测井结果确定残余油饱和度、注入水效率、产层验窜及油、气、水动态的一种测井技术。

4.8.14

油(套)管损伤检查测井　casing failure monitoring logging

检测生产井套管和油管腐蚀、变形状况的测井方法。

4.9 射孔

4.9.1

聚能效应 cavity-effect explosive reaction

利用装药一端的空穴，爆轰产物向空穴的轴线方向上汇聚并产生增强破坏作用的效应。

4.9.2

聚能射孔弹 shaped charge

射孔弹

应用聚能效应，由炸药及壳体、药型罩等制成，引爆后能够形成聚能射流的组合体。

注：包括应装入射孔枪内使用的有枪身射孔弹和自身壳体可承受压力和温度的无枪身射孔弹。

4.9.3

杵体 slug

聚能射流完成射孔后在孔道内形成的固体堆积物。

4.9.4

炸高 stand-off

药型罩端面与第一目标靶的内壁的垂直距离。

4.9.5

切割弹 cutting charge

用于油气井管柱切割，由炸药及壳体等构成，引爆后能够在同一平面形成聚能效应的组合体。

4.9.6

桥塞火药 gun powder for bride plug setting

为桥塞工具提供坐封动力的火药。

4.9.7

射孔枪 perforating gun

射孔施工中，用于承载射孔弹的密封承压装置。

注：通常由枪身、弹架、枪头、枪尾等主要部件组成，以外径、孔密、耐温、耐压、盲孔状况等技术指标来衡量射孔枪的性能。

4.9.8

导爆索 detonating cord

以耐热炸药为药芯、以耐温材料作包覆外壳，制成的可耐温、耐压、传导爆轰能量的索状体。

4.9.9

传爆管 booster

传爆序列中用于接力传递爆轰能量的与导爆索配合使用的管状火工品。

4.9.10

起爆装置 detonating device

用于起爆射孔器的点火装置。

注：由联接部件、用于起爆的机械部件、起爆器(火工件)等组成。

4.9.11

射孔器 perforator

用于射孔的爆破器材及配套件的组合体。

注：包括不限于射孔弹、雷管、导爆索、传爆管、起爆装置等均为爆破器材，射孔枪、定位短接、联接件、密封件等均属于配套件。

4.9.12

标准接箍　standard collar

射孔标图计算时，在每次待射孔层位的最近距离内选定一个套管接箍，作为上提值的基准所选的接箍。

4.9.13

射孔深度定位　perforating depth location

在射孔施工过程中，将射孔器准确对准目的层的过程。

4.9.14

射孔零长　distance of zero mark

炮头长

在射孔器下井管串中，深度记录点至邻近一发射孔弹上界面的距离。

4.9.15

定位短接　location sub

在油管输送式射孔过程中，用来标定射孔器相对位置的短油管。

4.9.16

射孔联作　perforating combined other operations

将射孔器与井下工具联成一个管串同时下井，射孔后不用起出管柱，直接进行其他目的的后续作业的工艺技术。

4.9.17

射孔优化设计　perforating optimization design

在满足油气井工程和地质要求的前提下，为达到保护油气层和提高油气井生产能力的目的，优选出合适的射孔器、负压值、射孔液及射孔方式等，最终推荐出该井或区块的射孔方案。

4.9.18

射孔损害　perforating damage

各种射孔方式对套管、水泥环和射孔孔眼周围地层所造成的伤害。

注：有时专指由于聚能射流的压实作用，而使射孔孔眼周围地层的渗透率降低的伤害。

4.9.19

切割作业　severing operation

使用切割弹将井筒内管柱切断的工艺技术。

4.9.20

打桥塞　bridge plug placement

为隔断导管内流体交流，在井筒内的导管中安放桥塞的工艺技术。

4.9.21

倒灰　cement dump

以加固密封为目的，在桥塞端面上投放水泥浆的工艺技术。

4.9.22

混凝土靶　concrete target

将按标准要求制成的混凝土模块，用作评价射孔弹(器)穿透性能的靶体。

4.9.23

射孔发射率　perforating charge shot rate

实际发射射孔弹数占装枪射孔弹数的百分比。

4.9.24

套管裂缝长度　casing fracture length

套管被射孔后，在孔眼周边形成的一条裂缝长度或多条裂缝中两条较长裂缝长度之和。

4.10　井壁取心

4.10.1

井壁取心　sidewall coring

从井壁上获取岩心的工艺技术。

4.10.2

井壁取心器　sidewall coring tool

在井筒内的井壁上获取岩心的工具。

注：按工作原理分为撞击式和钻进式。

4.10.3

井壁取心收获率　sidewall coring recovery

在取心过程中，收获岩心颗数与操作实施取心颗数的百分比。

5　完井液

5.1

完井液　completion fluid

新井从钻开产层到正式投产前，由于作业需要而使用的任何接触产层的液体。

5.2

套管封隔液　casing packing fluid

用于稳定井壁的完井液，以便从井内回收套管或油管。

5.3

套管清洗液　casing washing fluid

用于清洗套管井筒的完井液。

5.4

射孔液　perforating fluid

用于射孔作业的完井液，包括无固相清洁盐水、聚合物溶液、油基射孔液和酸基射孔液 4 种。

5.5

浊度　turbidity

溶液中悬浮物对光线透过时所发生的阻碍程度。

5.6

配伍性　compatibility

各完井液体系或处理剂体系是否配伍的性质。

5.7

速敏　rate sensitivity

储层内流体流动速度增大时引起储层中微粒运移、喉道堵塞，造成渗透率下降的现象。

5.8

水敏　water sensitive

与储层不配伍的外来流体进入储层后引起黏土水化膨胀、分散、运移，进而导致储层渗透率下降的

现象。

5.9

盐敏　salt sensitivity

储层不同浓度盐水溶液中由于黏土矿物的水化、膨胀而导致渗透率下降的现象。

5.10

碱敏　alkali sensitivity

高 pH 值得流体进入储层后造成储层中黏土矿物无硅质胶结的结构破坏以及与某些阳离子生成沉淀引起储层岩石渗透率下降的现象。

5.11

酸敏　acid sensitivity

酸化液进入储层与储层中的酸敏矿物发生反应，产生沉淀或释放出微粒，使储层渗透率下降的现象。

5.12

临界流速　the critical velocity of flow

渗透率突然下降时的流速。

注：在临界流速以下，微粒不发生位移。

索　引

汉语拼音索引

A

安全卡瓦 …… 2.4.31
安全泥浆密度窗口 …… 2.2.3

B

八侧向测井 …… 4.2.6
拔桩 …… 2.13.6.3
靶点 …… 2.6.3.1
靶前位移 …… 2.6.3.3
靶区 …… 2.6.3.2
包被絮凝剂 …… 2.8.2.8
爆炸解卡 …… 2.10.22
爆炸灭火法 …… 2.9.74
爆炸切割 …… 2.10.24
北南位移 …… 2.6.2.9
泵压表 …… 2.4.37
闭合差 …… 3.4.5
闭合方位角 …… 2.6.2.7
闭合距 …… 2.6.2.5
闭环钻井系统 …… 2.6.5.4
壁钩 …… 2.10.14
边循环边加重法 …… 2.9.54
标准接箍 …… 4.9.12
表层模型静校正 …… 3.3.16
表层套管 …… 2.11.57
表面弛豫率 …… 4.4.14
憋泵 …… 2.5.44
蹩钻 …… 2.5.19
宾汉流型 …… 2.5.78
拨钩 …… 2.10.14
波组 …… 3.4.4
补心海拔 …… 2.13.2.9
布格改正 …… 3.5.6
布格重力异常 …… 3.5.9
部分叠前偏移 …… 3.3.28

C

采集脚印 …… 3.2.22
采集链 …… 3.7.21
采集站 …… 3.7.20
参考信号 …… 3.7.7
侧向测井 …… 4.2.5
“测一注一测”测井工艺 …… 4.8.13
侧钻 …… 2.6.5.5
侧钻井 …… 2.6.1.9
测井 …… 4.1.1
测井地层评价 …… 4.6.1
测井地面系统 …… 4.7.2
测井电缆 …… 4.7.4
测井解释模型 …… 4.6.3
测井快速平台 …… 4.1.12
测井曲线 …… 4.1.2
测井曲线图头 …… 4.1.3
测井深度 …… 4.1.22
测井数据采样密度 …… 4.7.9
测井数据的归一化 …… 4.1.21
测井数据预处理 …… 4.6.24
测井系列 …… 4.1.4
测井相 …… 4.6.29
测井响应方程 …… 4.6.2
测井仪器 …… 4.7.1
测井张力计 …… 4.7.7
测卡仪 …… 2.10.15
测量点 …… 4.1.16
测深 …… 2.1.7
测试时间 …… 2.12.4
测斜仪 …… 2.6.6.3
层速度 …… 3.3.30
层位标定 …… 3.4.7

差谱方法 …… 4.4.2
差油(气)层 …… 4.6.32
产出剖面 …… 4.8.4
超级排列 …… 3.2.34
超热中子测井 …… 4.3.7
超深水 …… 2.13.1.4
超细水泥 …… 2.11.4
沉垫 …… 2.13.3.6
沉降稳定性 …… 2.11.8
弛豫时间 …… 4.4.9
持水率 …… 4.8.11
充电法 …… 3.5.23
冲洗液 …… 2.11.33
冲桩 …… 2.13.6.2
抽吸压力 …… 2.9.12
稠度 …… 2.11.15
稠化过渡时间 …… 2.11.19
稠化曲线 …… 2.11.17
稠化时间 …… 2.11.18
出水量 …… 2.9.83
初滤失[量] …… 2.8.3.7
初切力 …… 2.8.3.3
初始稠度 …… 2.11.16
杵体 …… 4.9.3
触变性流体 …… 2.5.82
触发事件 …… 3.6.14
穿刺 …… 2.13.6.4
穿大绳 …… 2.3.7
穿钢丝绳 …… 2.3.7
传爆管 …… 4.9.9
船体 …… 2.13.3.1
垂深 …… 2.1.8
垂直地震剖面法 …… 3.6.2
锤入隔水导管 …… 2.13.6.10
纯砂岩模型 …… 4.6.5
纯岩石饱和度模型 …… 4.6.16
纯岩石电阻率模型 …… 4.6.16
磁法勘探 …… 3.5.10
磁干扰 …… 2.6.6.1
磁力 ΔT 异常 …… 3.5.12
磁性记号器 …… 4.7.6
磁异常化极 …… 3.5.13
丛式井 …… 2.6.1.1
窜槽 …… 2.11.43

D

打倒车 …… 2.5.24
打桥塞 …… 4.9.20
打水泥塞 …… 2.11.31
大地电磁法 …… 3.5.14
大地吸收补偿 …… 3.3.2
大钩载荷 …… 2.5.5
大门方向 …… 2.3.3
大鼠洞 …… 2.4.8
大位移井 …… 2.6.1.10
大斜度井 …… 2.6.1.6
单根 …… 2.5.30
单筒多井 …… 2.13.4.1
当量深度 …… 2.9.8
当量循环密度 …… 2.9.15
导爆索 …… 4.9.8
导管 …… 2.11.56
导管沉浸 …… 2.13.4.5
导向绳 …… 2.13.5.2
导向绳张力器 …… 2.13.5.25
导向钻井 …… 2.6.5.3
倒大绳 …… 2.5.42
倒划眼 …… 2.5.17
倒换钻具 …… 2.5.37
倒灰 …… 4.9.21
倒扣 …… 2.10.17
倒扣方入 …… 2.10.34
等 t_0 图 …… 3.4.19
等待及整训时间 …… 2.12.2
等待加重法 …… 2.9.52
等待时间 …… 4.4.16
低侵 …… 4.2.26
低温低压滤失量 …… 2.8.3.5
低温低压滤失仪 …… 2.8.4.4
低压井口头 …… 2.13.5.6

低压循环 …… 2.5.46
低阻环带 …… 4.6.39
底部钻具组合 …… 2.4.14
底流密度 …… 2.8.6.8
底流排量 …… 2.8.6.7
地表一致性振幅补偿 …… 3.3.3
地层破裂压力预测方法 …… 2.9.30
地层倾角测井 …… 4.2.10
地层倾角矢量图 …… 4.6.37
地层视电阻率 …… 4.2.24
地层压力检测 …… 2.9.20
地层因素 …… 4.6.14
地电模型 …… 3.5.29
地面管汇 …… 2.9.66
地面循环 …… 2.5.46
地下井喷 …… 2.9.39
地形改正 …… 3.5.3
地震层速度法 …… 2.9.22
地震反演 …… 3.4.8
地震勘探 …… 3.2.1
地震偏移成像 …… 3.3.36
地震数据采集系统 …… 3.7.18
地震仪器 …… 3.7.18
地震属性 …… 3.4.17
地震子波 …… 3.3.4
地质建模 …… 3.4.13
地质循环 …… 2.5.47
第二界面 …… 2.11.80
第一界面 …… 2.11.79
电测井反演 …… 4.2.40
电测井正演 …… 4.2.39
电磁波传播测井 …… 4.2.19
电磁波传播效应 …… 4.2.44
电法勘探 …… 3.5.22
电极系 …… 4.2.27
电缆测井 …… 4.1.10
电缆零长 …… 4.1.20
电缆深度记号 …… 4.7.5
电稳定性测定仪 …… 2.8.4.7
电阻率测井 …… 4.2.1
电阻率测深法 …… 3.5.20
电阻率仪 …… 2.8.4.9
电阻率指数 …… 4.6.15
电阻增大率 …… 4.6.15
调谐厚度 …… 3.4.11
调谐曲线 …… 3.4.12
叠加 …… 3.3.33
叠加速度 …… 3.3.29
叠前深度偏移速度分析 …… 3.3.38
叠前时间偏移速度分析 …… 3.3.37
顶替效率 …… 2.11.42
定井位 …… 2.3.1
定位 …… 2.13.6.7
定位短接 …… 4.9.15
定向 …… 2.6.5.9
定向接头 …… 2.6.5.10
定向井 …… 2.1.15
定向取心 …… 2.7.7
东西位移 …… 2.6.2.10
动力定位 …… 2.13.6.8
动力定位式钻井装置 …… 2.13.2.7
动力钻具 …… 2.6.5.2
动态环空压力控制系统 …… 2.9.79
动态压井法 …… 2.9.58
动态压井钻井 …… 2.13.4.2
动校正 …… 3.3.27
独立同步扫描 …… 3.2.32
堵漏材料 …… 2.8.2.7
堵漏剂 …… 2.8.2.7
堵心 …… 2.7.13
短起下钻 …… 2.5.36
对称采样 …… 3.2.23
对扣 …… 2.10.36
顿钻 …… 2.5.22
多靶井 …… 2.6.1.5
多波多分量地震勘探 …… 3.2.3
多底井 …… 2.6.1.3
多分量感应测井 …… 4.2.16
多目标井 …… 2.6.1.5
惰性固相 …… 2.8.6.5

E

鹅颈管短节 …… 2.13.5.22
二次井控 …… 2.9.45
二次循环法 …… 2.9.53
二级井控 …… 2.9.45

F

反动校正 …… 3.3.32
反假频滤波 …… 3.3.7
反扣钻杆 …… 2.10.18
反射板法 …… 3.2.6
反循环压井法 …… 2.9.57
反褶积 …… 3.3.10
返工进尺 …… 2.12.17
方井 …… 2.3.5
方入 …… 2.5.12
方位变化率 …… 2.6.2.4
方位侧向测井 …… 4.2.12
方位各向异性 …… 3.4.1
方位角 …… 2.6.2.3
方余 …… 2.5.13
防冰警戒线 …… 2.13.1.10
防沉垫 …… 2.13.5.3
防风红色警戒线 …… 2.13.1.9
防风黄色警戒线 …… 2.13.1.8
防风警戒线 …… 2.13.1.6
防风蓝色警戒线 …… 2.13.1.7
防泥包剂 …… 2.8.2.9
防喷器叉车 …… 2.13.3.11
防喷器四通 …… 2.9.64
防喷器组合 …… 2.9.65
防气窜剂 …… 2.11.23
防塌封堵剂 …… 2.8.2.5
防溢管 …… 2.9.63
放空 …… 2.5.25
放射性测井 …… 4.1.6
非纵距 …… 3.2.11
分层产液量 …… 4.8.2
分支井 …… 2.6.1.3
风暴阀 …… 2.13.5.29
峰峰值 …… 3.7.12
浮式钻井装置 …… 2.13.2.5
幅度衰减电阻率 …… 4.2.41
辅助作业时间 …… 2.12.10
附加压力 …… 2.9.7
复地震道分析 …… 3.4.9
复电阻率法 …… 3.5.25
复合控制系统 …… 2.13.5.14
复合钻柱 …… 2.4.13
复杂台时率 …… 2.12.27
复杂岩性储层 …… 4.6.22
覆盖次数 …… 3.2.12
覆盖次数渐减带 …… 3.2.13

G

钙侵 …… 2.8.5.5
钙污染 …… 2.8.5.5
干钻 …… 2.5.21
感应测井 …… 4.2.13
感应测井几何因子理论 …… 4.2.31
感应测井线圈系 …… 4.2.30
高程静校正 …… 3.3.15
高度改正 …… 3.5.4
高频电磁波传播测井 …… 4.2.18
高侵 …… 4.2.25
高斯束偏移 …… 3.3.42
高速搅拌器 …… 2.8.4.15
高温高压滤失量 …… 2.8.3.6
高温高压滤失仪 …… 2.8.4.5
割心 …… 2.7.3
格罗宁根效应 …… 4.2.29
隔离液 …… 2.11.34
隔水管防漏阀 …… 2.13.5.21
隔水管浮力块 …… 2.13.5.28
隔水管过渡短节 …… 2.13.5.17
隔水管卡盘 …… 2.13.5.26
隔水管挠性接头 …… 2.13.5.19
隔水管填充阀 …… 2.13.5.20
隔水管下部总成 …… 2.13.5.16

隔水管张力环 …… 2.13.5.23
工程报废进尺 …… 2.12.36
工程报废井 …… 2.1.19
工程报废井口数 …… 2.12.35
工程测井 …… 4.1.9
工程师法 …… 2.9.52
工具面 …… 2.6.5.7
工具面角 …… 2.6.5.8
共成像点道集 …… 3.3.21
共反射点道集 …… 3.3.20
共炮检距矢量片 …… 3.3.24
共中心点道集 …… 3.3.19
构造图 …… 3.4.20
固定式钻井平台…… 2.13.2.1
固井 …… 2.11.25
固井胶塞 …… 2.11.53
固井质量合格率 …… 2.12.42
固体潮改正 …… 3.5.2
固相放射性同位素示踪剂 …… 4.8.8
固相含量…… 2.8.3.12
固相含量测定仪 …… 2.8.4.8
固相污染 …… 2.8.5.1
故障台时率 …… 2.12.26
关键井研究 …… 4.6.28
关井 …… 2.9.47
关井立管压力 …… 2.9.19
关井套管压力 …… 2.9.18
观测系统 …… 3.2.7
滚子加热炉…… 2.8.4.10
过量石灰含量…… 2.8.3.19
过套管电阻率测井 …… 4.2.21

H

海底冲刷 …… 2.13.1.13
海上钻井 …… 2.1.17
海洋井场勘察 …… 2.13.1.11
海洋钻井 …… 2.1.17
含钙量…… 2.8.3.18
含气水层 …… 4.6.34
含氢指数 …… 4.3.14
含砂量…… 2.8.3.14
含砂仪 …… 2.8.4.6
含盐量…… 2.8.3.17
含油水层 …… 4.6.33
合层产液量 …… 4.8.1
合成地震记录 …… 3.4.16
核磁共振测井 …… 4.1.7
横向测井 …… 4.2.2
横向弛豫时间 …… 4.4.11
横向积分几何因子 …… 4.2.33
横向微分几何因子 …… 4.2.32
横纵比 …… 3.2.19
候凝 …… 2.11.40
互参考道法 …… 3.5.17
滑道…… 2.13.3.9
滑动扫描 …… 3.2.31
滑环 …… 4.7.3
滑扣 …… 2.10.11
滑行波 …… 4.5.8
化学灭火法 …… 2.9.75
化学切割 …… 2.10.23
划眼 …… 2.5.16
环空 …… 2.1.10
环空测井 …… 4.8.9
环空摩阻压力 …… 2.9.14
环空偏心度 …… 2.5.84
环空气窜 …… 2.11.46
环空压力剖面 …… 2.9.13
环空岩屑浓度 …… 2.5.74
环形空间 …… 2.1.10
换钻头 …… 2.5.40
回波间隔 …… 4.4.6
混凝土靶 …… 4.9.22
活性固相 …… 2.8.6.4
火山灰水泥 …… 2.11.2

J

机械切割 …… 2.10.25
机械钻速 …… 2.12.45
基线漂移 …… 4.7.12

基准面 …… 3.2.37
椅角效应 …… 4.2.45
激动压力 …… 2.9.11
激发点 …… 3.2.8
激发极化测井 …… 4.2.20
激发极化法 …… 3.5.21
极压润滑仪 …… 2.8.4.11
集流环 …… 4.7.3
挤水泥 …… 2.11.32
挤压法 …… 2.9.56
挤压效应 …… 4.2.28
脊肋图 …… 4.3.13
技术套管 …… 2.11.58
加压泥浆帽钻井 …… 2.9.78
加重材料 …… 2.8.2.3
加重剂 …… 2.8.2.3
假塑性流体 …… 2.5.80
兼容刻度 …… 4.1.25
减振器 …… 2.4.26
减阻侵入 …… 4.2.26
检波点 …… 3.2.9
碱敏 …… 5.10
建井时间 …… 2.12.3
键槽破坏器 …… 2.10.19
降滤失剂 …… 2.8.2.4
降失水剂 …… 2.8.2.4
交叉站 …… 3.7.19
交会图方法 …… 4.6.25
交井口数 …… 2.12.15
交替扫描 …… 3.2.30
接触时间 …… 2.11.38
接单根 …… 2.5.34
接收点 …… 3.2.9
节流循环 …… 2.9.60
结构导管 …… 2.13.5.5
解卡剂 …… 2.8.2.10
介电测井 …… 4.2.18
近水 …… 4.6.9
进尺 …… 2.5.14
进尺作业时间 …… 2.12.9
浸锚 …… 2.13.6.9
浸泡解卡 …… 2.10.26
井 …… 2.1.2
井壁 …… 2.1.4
井壁取心 …… 4.10.1
井壁取心器 …… 4.10.2
井壁取心收获率 …… 4.10.3
井场 …… 2.3.2
井底净化 …… 2.5.59
井底静止温度 …… 2.9.29
井底静止压力 …… 2.9.6
井底流场 …… 2.5.85
井底马达 …… 2.6.5.2
井底循环温度 …… 2.9.28
井底循环压力 …… 2.9.5
井底压力 …… 2.9.4
井底造型 …… 2.4.4
井地电磁法勘探 …… 3.5.28
井段 …… 2.1.5
井架起升 …… 2.3.8
井架校正 …… 2.3.9
井间层析反演 …… 3.6.9
井间地震 …… 3.6.4
井间电磁成像 …… 4.2.22
井径 …… 2.1.9
井径扩大 …… 2.5.29
井控 …… 2.9.43
井控设备 …… 2.9.62
井口工具 …… 2.4.29
井口滑轮 …… 4.7.8
井口回压 …… 2.9.10
井漏 …… 2.10.38
井喷 …… 2.9.38
井喷失控 …… 2.9.41
井侵 …… 2.9.32
井身 …… 2.1.3
井身结构 …… 2.1.11
井身质量合格率 …… 2.12.41
井深 …… 2.1.7
井史 …… 2.5.50

井筒 …… 2.1.3
井下落物 …… 2.10.5
井斜变化率 …… 2.6.2.2
井斜方位角 …… 2.6.2.3
井斜角 …… 2.6.2.1
井型 …… 2.1.13
井眼 …… 2.1.3
井眼补偿声波测井 …… 4.5.2
井眼防碰 …… 2.6.4.3
井眼高边 …… 2.6.5.6
井眼高边方向 …… 2.6.5.6
井眼轨道 …… 2.6.4.1
井眼曲率 …… 2.6.2.12
井涌 …… 2.9.37
井源距 …… 3.6.1
井中-地面电磁法勘探 …… 3.5.28
径向水平井 …… 2.6.1.8
径向预测滤波 …… 3.3.9
静胶凝强度过渡时间 …… 2.11.21
静校正 …… 3.3.14
静自然电位 …… 4.2.38
纠斜 …… 2.5.26
救险井 …… 2.6.1.2
救援井 …… 2.6.1.2
距离分隔同步扫描 …… 3.2.33
聚能射孔弹 …… 4.9.2
聚能效应 …… 4.9.1

K

卡点 …… 2.10.21
卡盘减震底座 …… 2.13.5.27
卡瓦 …… 2.4.30
卡钻 …… 2.10.4
开钻 …… 2.5.9
开钻井口数 …… 2.12.32
抗挤安全系数 …… 2.11.74
抗挤毁强度 …… 2.11.69
抗拉安全系数 …… 2.11.73
抗拉强度 …… 2.11.70
抗内压安全系数 …… 2.11.75
抗内压强度 …… 2.11.71
可泵时间 …… 2.11.37
可变载荷 …… 2.13.2.10
可控源音频大地电磁法 …… 3.5.19
可控震源 …… 3.7.4
可能油气层 …… 4.6.35
克希霍夫积分法偏移 …… 3.3.39
刻度 …… 4.1.18
空气锤 …… 2.9.85
空气灭火法 …… 2.9.76
孔隙度曲线互容刻度 …… 4.1.25
控制盒 …… 2.13.5.13
控制压力钻井 …… 2.9.77
快速连接器 …… 2.13.5.9
快速直观解释 …… 4.6.19
扩散弛豫 …… 4.4.4
扩散分析 …… 4.4.3
扩眼 …… 2.5.18
扩眼工具 …… 2.4.27

L

立根 …… 2.5.32
立管压力 …… 2.9.17
立柱 …… 2.5.32
连通井 …… 2.6.1.12
连续电磁剖面法 …… 3.5.15
连续记录 …… 3.2.28
联顶节 …… 2.11.52
临界流速 …… 5.12
临界钻压 …… 2.4.19
临时弃井 …… 2.13.6.14
零炮检距剖面拟合 …… 3.3.35
零轴向力点 …… 2.4.24
领浆 …… 2.11.35
溜钻 …… 2.5.23
流动度 …… 2.11.14
流量 …… 2.5.7
流量测量 …… 4.8.10
硫化氢污染 …… 2.8.5.9
漏斗黏度 …… 2.8.3.2

漏失试验法 …… 2.9.31
陆上钻井 …… 2.1.18
滤饼 …… 2.8.1.2
滤饼厚度 …… 2.8.3.8
滤液酚酞碱度 …… 2.8.3.10
滤液甲基橙碱度 …… 2.8.3.9
旅行时 …… 3.2.26
铝酸盐水泥 …… 2.11.3
氯测井 …… 4.3.8
螺旋道集 …… 3.3.22
裸眼 …… 2.1.6
落鱼 …… 2.10.6

M

马氏漏斗 …… 2.8.4.2
脉冲反褶积 …… 3.3.12
满眼钻具 …… 2.4.15
慢地层 …… 4.5.10
慢度 …… 4.5.12
猫道机 …… 2.13.3.13
门限钻压 …… 2.5.97
密闭取心 …… 2.7.6
密闭液 …… 2.7.8
密度测井 …… 4.3.3
幂律流型 …… 2.5.79
面元 …… 3.2.14
模板 …… 3.2.16
模块钻机 …… 2.13.2.2
模式识别 …… 3.4.10
模型正演 …… 3.4.15
磨心 …… 2.7.14
目标点 …… 2.6.3.1

N

内防喷工具 …… 2.9.72
挠曲波 …… 4.5.9
泥 …… 2.8.6.3
泥饼 …… 2.8.1.2
泥饼黏附系数测定仪 …… 2.8.4.12
泥饼黏滞系数测定仪 …… 2.8.4.13
泥饼刷 …… 2.11.50
泥浆 …… 2.8.1.1
泥浆帽钻井 …… 2.9.78
泥线 …… 2.13.1.5
泥线悬挂器 …… 2.13.5.7
泥质储层 …… 4.6.43
泥质砂岩 …… 4.6.43
泥质砂岩饱和度模型 …… 4.6.17
泥质砂岩电阻率模型 …… 4.6.17
泥质砂岩模型 …… 4.6.6
逆时偏移 …… 3.3.43
黏土侵 …… 2.8.5.2
黏土束缚水 …… 4.6.10
黏土造浆率 …… 2.8.1.4
凝结时间 …… 2.11.11

P

排管机 …… 2.13.3.12
排量 …… 2.5.7
排列片 …… 3.2.15
排列助手 …… 3.7.22
炮道密度 …… 3.2.20
炮点 …… 3.2.8
炮检距 …… 3.2.10
炮头长 …… 4.9.14
泡沫干度 …… 2.9.84
泡沫质量 …… 2.9.84
配伍性 …… 5.6
喷射法下导管 …… 2.13.4.4
喷射水流灭火法 …… 2.9.73
喷嘴 …… 2.4.1
膨润土 …… 2.8.2.1
膨胀性流体 …… 2.5.81
碰压 …… 2.11.39
批钻作业 …… 2.13.6.13
偏心环空 …… 2.5.83
漂浮接箍 …… 2.11.51
平均每米进尺费用 …… 2.12.57
平均钻机开动台年进尺 …… 2.12.22
平推法 …… 2.9.56

平移方位角 …… 2.6.2.7
屏蔽暂堵剂 …… 2.8.2.11
破裂压力试验法 …… 2.9.31

Q

其他作业时间 …… 2.12.31
起爆装置 …… 4.9.10
起下钻 …… 2.5.35
起钻错扣 …… 2.5.38
气测录井法 …… 2.9.27
气泡比 …… 3.7.13
气泡周期 …… 3.7.14
气枪阵列 …… 3.7.11
气枪震源 …… 3.7.9
气侵 …… 2.8.5.10
气水同层 …… 4.6.31
气体上窜 …… 2.9.33
气隙 …… 2.13.2.8
铅模 …… 2.10.13
浅层水流 …… 2.13.1.12
浅水 …… 2.13.1.2
抢装井口 …… 2.9.61
桥塞火药 …… 4.9.6
切割弹 …… 4.9.5
切割作业 …… 4.9.19
侵入深度 …… 4.6.40
侵入时间 …… 4.1.24
倾角时差 …… 3.3.26
倾角时差校正 …… 3.3.28
球面扩散补偿 …… 3.3.1
趋肤效应 …… 4.2.44
取心 …… 2.7.1
取心方法 …… 2.7.4
取心进尺 …… 2.7.9
取心收获率 …… 2.12.44
全角变化率 …… 2.6.2.12
全角变化值 …… 2.6.2.11

R

绕障井 …… 2.6.1.4
热中子测井 …… 4.3.6
人工井底 …… 2.11.82
日变站 …… 3.5.11
软地层 …… 4.5.10
软关井 …… 2.9.49

S

三次井控 …… 2.9.46
三分量检波器 …… 3.7.2
三分量旋转 …… 3.6.7
三级井控 …… 2.9.46
三轴感应测井 …… 4.2.16
三轴应力强度 …… 2.11.72
三轴应力屈服强度安全系数 …… 2.11.76
扫描 …… 3.2.29
砂 …… 2.8.6.2
闪凝 …… 2.11.12
上扣扭矩 …… 2.4.25
上行波 …… 3.6.6
设备解体及运输时间 …… 2.12.5
射孔 …… 4.1.28
射孔弹 …… 4.9.2
射孔发射率 …… 4.9.23
射孔联作 …… 4.9.16
射孔零长 …… 4.9.14
射孔器 …… 4.9.11
射孔枪 …… 4.9.7
射孔深度定位 …… 4.9.13
射孔损害 …… 4.9.18
射孔液 …… 5.4
射孔优化设计 …… 4.9.17
射流 …… 2.5.57
射流水力参数 …… 2.5.58
伸缩节 …… 2.13.5.24
深度归位 …… 4.1.23
深度延迟 …… 4.7.10
深水 …… 2.13.1.3
升降装置 …… 2.13.3.5
生产测井 …… 4.1.8
生产剖面 …… 4.8.4

生产套管 …… 2.11.59
生活区 …… 2.13.3.2
声波变密度测井 …… 4.5.5
声波测井 …… 4.1.5
声波成像测井 …… 4.5.7
声波时差 …… 4.5.12
声波时差法 …… 2.9.23
声幅测井 …… 4.5.4
声速测井 …… 4.5.1
声学换能器 …… 3.1.5
声学网平差 …… 3.1.4
声学应答器 …… 3.1.6
绳索取心 …… 2.7.5
剩余动校正 …… 3.3.31
石膏侵 …… 2.8.5.7
时变滤波 …… 3.3.6
时断信号 …… 3.7.16
时间构造图 …… 3.4.19
时间切片 …… 3.4.2
时间推移测井 …… 4.1.27
时间域电磁法 …… 3.5.26
时频电磁法 …… 3.5.27
时深转换 …… 3.4.6
时移地震 …… 3.2.2
矢量勘探 …… 3.2.3
矢量图颜色模式 …… 4.6.38
事故安全阀 …… 2.13.5.12
视地层水电阻率法 …… 4.6.21
视介电常数 …… 4.2.43
视平移 …… 2.6.2.8
试压闸板 …… 2.13.5.11
受限扩散 …… 4.4.5
树心 …… 2.7.2
数据规则化 …… 3.3.23
数字包 …… 3.7.20
甩钻具 …… 2.5.39
双侧向修井 …… 4.2.7
双感应测井 …… 4.2.14
双根 …… 2.5.31
双检检波器 …… 3.7.1
双井架钻机 …… 2.13.2.11
双水模型 …… 4.6.7
双梯度钻井 …… 2.13.4.3
双重孔隙度模型 …… 4.6.23
水灰比 …… 2.11.6
水力机械联合破岩 …… 2.5.87
水力破岩 …… 2.5.86
水敏 …… 5.8
水泥返高 …… 2.11.30
水泥返深 …… 2.11.30
水泥环 …… 2.11.41
水泥浆 …… 2.11.5
水泥浆胶凝强度 …… 2.11.20
水泥浆静切力 …… 2.11.20
水泥浆滤失量 …… 2.11.22
水泥浆失重 …… 2.11.45
水泥侵 …… 2.8.5.6
水泥伞 …… 2.11.49
水泥外掺料 …… 2.11.24
水鸟 …… 3.1.7
水平长度 …… 2.6.2.6
水平井 …… 2.6.1.7
水平投影长度 …… 2.6.2.6
水平位移 …… 2.6.2.5
水下防喷器组 …… 2.13.5.10
水下井口 …… 2.13.5.8
水淹层 …… 4.6.36
瞬变电磁法 …… 3.5.26
瞬时滤失量 …… 2.8.3.7
司钻法 …… 2.9.53
司钻控制台 …… 2.9.68
四分量检波器 …… 3.7.3
送钻 …… 2.5.11
速敏 …… 5.7
酸敏 …… 5.11
随钻测井 …… 4.1.11
随钻测量系统 …… 2.6.6.4
随钻垂直地震剖面法 …… 3.6.3
随钻地震 …… 2.6.6.5
缩径 …… 2.5.28

T

塔式钻具 …… 2.4.16
台月效率 …… 2.12.21
滩海 …… 2.13.1.1
探测深度 …… 4.1.13
碳酸盐污染 …… 2.8.5.8
碳氧比能谱测井 …… 4.3.10
套管承托环 …… 2.11.48
套管程序 …… 2.1.12
套管封隔液 …… 5.2
套管居中度 …… 2.11.62
套管裂缝长度 …… 4.9.24
套管内压力 …… 2.11.66
套管偏心度 …… 2.11.61
套管钳 …… 2.4.34
套管清洗液 …… 5.3
套管试压 …… 2.11.81
套管通径 …… 2.11.65
套管外挤压力 …… 2.11.67
套管轴向力 …… 2.11.68
套管最大允许关井压力 …… 2.11.77
套铣解卡 …… 2.10.27
特拉华梯度 …… 4.2.28
特拉华效应 …… 4.2.28
特种作业时间 …… 2.12.11
提升短节 …… 2.4.32
替根 …… 2.5.33
替空 …… 2.11.44
跳钻 …… 2.5.20
通径规 …… 2.11.55
同位素示踪测井 …… 4.3.12
同相轴 …… 3.2.27
拖航 …… 2.13.6.5
脱扣 …… 2.10.12

W

挖掘效应 …… 4.3.16
弯接头 …… 2.6.5.1
弯曲波 …… 4.5.9
完成井口数 …… 2.12.34
完成井平均建井时间 …… 2.12.52
完成井平均井深 …… 2.12.40
完成井平均完井时间 …… 2.12.51
完井时间 …… 2.12.8
完井液 …… 5.1
完钻 …… 2.5.10
完钻井平均钻井时间 …… 2.12.50
完钻钻井口数 …… 2.12.33
微侧向测井 …… 4.2.8
微测井 …… 3.2.36
微地震 …… 3.6.10
微地震监测 …… 3.6.12
微地震事件 …… 3.6.11
微电极测井 …… 4.2.4
微电阻率成像测井 …… 4.2.11
微球形聚焦测井 …… 4.2.9
尾管 …… 2.11.60
尾管固井 …… 2.11.26
尾管回接固井 …… 2.11.27
尾浆 …… 2.11.36
纬度改正 …… 3.5.7
无磁钻柱 …… 2.6.6.2
物理点 …… 3.1.1
物理点测设偏差 …… 3.1.3
物理点放样偏差 …… 3.1.3
物理点偏移 …… 3.1.2

X

吸力桩基盘 …… 2.13.5.4
吸入剖面 …… 4.8.3
铣鞋 …… 2.10.16
系泊定位式钻井装置 …… 2.13.2.6
下部钻具组合 …… 2.4.14
下封隔器压井 …… 2.9.59
下井仪器 …… 4.7.1
下行波 …… 3.6.5
先导信号 …… 3.7.6
线束 …… 3.2.17
相对电阻率 …… 4.6.14

相对膨胀率 …… 2.8.3.26
相对吸水量 …… 4.8.5
相干叠加 …… 3.3.34
相干滤波 …… 3.3.8
相干枪 …… 3.7.10
相量感应测井 …… 4.2.15
相位差电阻率 …… 4.2.42
镶边 …… 3.2.21
小鼠洞 …… 2.4.9
小折射 …… 3.2.35
斜深 …… 2.1.7
斜直井 …… 2.6.1.11
携屑 …… 2.5.72
携岩 …… 2.5.72
卸钻具 …… 2.5.39
信号模拟器 …… 4.7.11
行程钻速 …… 2.12.46
修理台时率 …… 2.12.28
修鱼顶 …… 2.10.31
修正的 d 指数法 …… 2.9.25
悬臂梁 …… 2.13.3.8
悬浮固相含量 …… 2.8.3.13
悬重 …… 2.5.4
旋风图版 …… 4.6.41
旋流短节 …… 2.11.47
旋转防喷器 …… 2.9.71
旋转控制头 …… 2.9.70
循环短路 …… 2.5.48
循环罐液体增量 …… 2.9.42
循环解卡 …… 2.10.29
循环压耗 …… 2.5.62
循环周 …… 2.5.49
循环钻井液 …… 2.5.45

Y

压持效应 …… 2.2.4
压回法 …… 2.9.56
压井 …… 2.9.50
压井方法 …… 2.9.51
压井管汇 …… 2.9.67
压力补偿泵 …… 2.9.80
压力窗口 …… 2.9.16
压力当量密度 …… 2.9.3
压力过渡带 …… 2.9.2
压实校正 …… 4.6.18
压载 …… 2.13.6.1
牙齿磨速方程 …… 2.5.95
牙齿磨损量 …… 2.5.94
牙轮钻头编码 …… 2.4.2
牙轮钻头磨损分级 …… 2.4.3
亚甲基蓝容量 …… 2.8.3.16
亚微粒子含量 …… 2.8.3.15
延迟固井 …… 2.11.29
岩电参数 …… 4.6.42
岩石电阻率 …… 4.2.23
岩石骨架 …… 4.6.11
岩石骨架参数 …… 4.6.13
岩石骨架声速 …… 4.5.11
岩石力学特性分析 …… 4.6.27
岩石物理建模 …… 3.4.14
岩石物理体积模型 …… 4.6.4
岩屑 …… 2.8.6.1
岩屑沉降速度 …… 2.5.76
岩屑举升效率 …… 2.5.73
岩屑上返速度 …… 2.5.75
岩屑运移比 …… 2.5.73
岩心保压率 …… 2.7.12
岩心长 …… 2.7.10
岩心刻度测井 …… 4.1.26
岩心密闭率 …… 2.7.11
岩性模型 …… 4.6.12
沿层切片 …… 3.4.3
盐敏 …… 5.9
盐侵 …… 2.8.5.3
盐水侵 …… 2.8.5.4
盐污染 …… 2.8.5.3
验证 TB …… 3.7.17
养护 …… 2.11.78
氧化物闭合模型 …… 4.3.15
页(泥)岩密度法 …… 2.9.26

页岩回收率 …… 2.8.3.25
页岩膨胀仪 …… 2.8.4.14
页岩抑制剂 …… 2.8.2.6
液动节流阀 …… 2.9.81
液固比 …… 2.11.7
液柱压力 …… 2.9.1
一次井控 …… 2.9.44
一次循环法 …… 2.9.52
一级井控 …… 2.9.44
仪器常数 …… 4.1.15
仪器零长 …… 4.1.19
移动式钻井装置 …… 2.13.2.3
移谱方法 …… 4.4.12
移位 …… 2.13.6.6
异常地层压力 …… 2.2.2
异常台时率 …… 2.12.25
异常作业时间 …… 2.12.12
溢流 …… 2.9.34
溢流量 …… 2.9.35
溢流预兆 …… 2.9.36
翼角 …… 3.1.9
音频大地电磁测深法 …… 3.5.18
应急供液管线 …… 2.13.5.15
应急解脱 …… 2.13.6.11
硬关井 …… 2.9.48
永久导向基盘 …… 2.13.5.1
永久弃井 …… 2.13.6.15
油(套)管损伤检查测井 …… 4.8.14
油、气、水侵 …… 2.8.5.11
油藏动态监测 …… 4.8.12
油层套管 …… 2.11.59
油井水泥 …… 2.11.1
油水同层 …… 4.6.30
游离液 …… 2.11.9
有机土 …… 2.8.2.2
有限差分法偏移 …… 3.3.41
诱发事件 …… 3.6.13
鱼长 …… 2.10.7
鱼底井深 …… 2.10.10
鱼顶 …… 2.10.8
鱼顶方入 …… 2.10.32
鱼顶井深 …… 2.10.9
鱼深 …… 2.10.9
羽角 …… 3.1.8
预测反褶积 …… 3.3.13
预应力 …… 2.11.64
元素测井 …… 4.3.5
圆井 …… 2.3.5
源距 …… 4.1.17
源同步系统 …… 3.7.15
远参考道法 …… 3.5.16
远程控制台 …… 2.9.69
远水 …… 4.6.8
月池 …… 2.13.3.10

Z

早期强度 …… 2.11.10
造浆率 …… 2.11.13
造扣 …… 2.10.37
造扣方入 …… 2.10.33
造斜点 …… 2.6.4.2
增强扩散方法 …… 4.4.7
增压管线 …… 2.13.5.18
增阻侵入 …… 4.2.25
炸高 …… 4.9.4
张量感应测井 …… 4.2.16
找窜 …… 4.8.6
找漏 …… 4.8.7
找鱼顶 …… 2.10.30
折臂吊 …… 2.13.3.14
折射波 …… 3.2.4
折射波法 …… 3.2.5
折射波静校正 …… 3.3.17
真参考信号 …… 3.7.6
阵列感应测井 …… 4.2.17
阵列声波测井 …… 4.5.3
震击解卡 …… 2.10.28
震源 …… 3.2.8
震源脱耦 …… 3.7.5
正常地层压力 …… 2.2.1

正常时差 …… 3.3.25
正常压力趋势线 …… 2.9.21
正常重力场改正 …… 3.5.7
正反扣接头 …… 2.10.20
正交偶极子声波测井 …… 4.5.6
正演模拟 …… 3.4.15
直读式旋转黏度计 …… 2.8.4.3
直井 …… 2.1.14
指重表 …… 2.4.35
置换压井法 …… 2.9.55
中间层校正 …… 3.5.5
中间套管 …… 2.11.58
中性点 …… 2.4.23
中值分离点 …… 2.8.6.6
中子伽马测井 …… 4.3.4
中子活化测井 …… 4.3.11
中子寿命测井 …… 4.3.9
终切力 …… 2.8.3.4
钟摆钻具 …… 2.4.17
重锤震源 …… 3.7.8
重叠段 …… 2.11.54
重叠法 …… 4.6.20
重力勘探 …… 3.5.1
周波跳跃 …… 4.5.13
轴承磨损量 …… 2.5.96
注气量 …… 2.9.82
注入剖面 …… 4.8.3
注水泥 …… 2.11.28
注水泥塞 …… 2.11.31
转盘扭矩表 …… 2.4.36
转速 …… 2.5.6
桩腿 …… 2.13.3.3
桩靴 …… 2.13.3.4
浊度 …… 5.5
子波处理 …… 3.3.5
子波反褶积 …… 3.3.11
子区 …… 3.2.18
自动关断 …… 2.13.6.12
自动剩余静校正 …… 3.3.18
自然电位测井 …… 4.2.3
自然电位法 …… 3.5.24
自然电位基线 …… 4.2.36
自然电位异常幅度 …… 4.2.37
自然伽马测井 …… 4.3.1
自然伽马能谱测井 …… 4.3.2
自旋回波 …… 4.4.13
自旋-晶格弛豫时间常数 …… 4.4.10
自旋-自旋弛豫时间常数 …… 4.4.11
自由感应衰减 …… 4.4.8
自由空间改正 …… 3.5.4
自由空间异常 …… 3.5.8
自由空气改正 …… 3.5.4
自由空气异常 …… 3.5.8
自由套管 …… 2.11.63
自由行程方入 …… 2.10.35
纵向弛豫时间 …… 4.4.10
纵向分辨率 …… 4.1.14
纵向积分几何因子 …… 4.2.35
纵向微分几何因子 …… 4.2.34
走廊叠加 …… 3.6.8
阻流环 …… 2.11.48
组合 …… 3.2.24
组合响应 …… 3.2.25
钻杆测试 …… 2.5.27
钻机安装 …… 2.3.6
钻机动用时间 …… 2.12.1
钻机动用台数 …… 2.12.19
钻机基础 …… 2.3.4
钻机利用率 …… 2.12.23
钻机台年 …… 2.12.38
钻机台月 …… 2.12.37
钻机台月耗油量 …… 2.12.55
钻机台月消耗费用 …… 2.12.56
钻机整体拖运 …… 2.3.10
钻进 …… 2.5.1
钻进参数 …… 2.5.2
钻进成本方程 …… 2.5.92
钻进扭矩 …… 2.5.8
钻井 …… 2.1.1
钻井安全指标 …… 2.12.24

钻井凹槽 …… 2.13.3.7
钻井班报表 …… 2.5.52
钻井泵的额定功率工作状态 …… 2.5.69
钻井泵的额定压力工作状态 …… 2.5.70
钻井泵效率 …… 2.5.71
钻井驳船 …… 2.13.2.13
钻井工程设计 …… 2.1.21
钻井工程质量 …… 2.1.22
钻井工程质量合格率 …… 2.12.43
钻井工序 …… 2.1.23
钻井工作量价值 …… 2.12.18
钻井工作量指标 …… 2.12.14
钻井进尺 …… 2.12.16
钻井进尺损失率 …… 2.12.54
钻井进度 …… 2.1.24
钻井井下复杂情况 …… 2.10.3
钻井井下故障 …… 2.10.1
钻井目标函数 …… 2.5.88
钻井年速度 …… 2.12.49
钻井人均产值 …… 2.12.58
钻井日报表 …… 2.5.51
钻井日费 …… 2.12.30
钻井伤害严重率 …… 2.12.29
钻井设备基础 …… 2.3.4
钻井设计 …… 2.1.20
钻井时间 …… 2.12.7
钻井时效 …… 2.12.53
钻井事故 …… 2.10.2
钻井水力参数 …… 2.5.56
钻井四通 …… 2.9.64
钻井台年 …… 2.12.39
钻井停待时间 …… 2.12.13
钻井效率指标 …… 2.12.20
钻井液 …… 2.8.1.1
钻井液班报表 …… 2.5.53
钻井液电稳定性 …… 2.8.3.23
钻井液电阻率测量仪 …… 4.7.13
钻井液酚酞碱度 …… 2.8.3.11
钻井液流态 …… 2.5.63
钻井液滤饼黏附系数 …… 2.8.3.20
钻井液滤饼黏滞系数 …… 2.8.3.21
钻井液滤液 …… 2.8.1.3
钻井液密度 …… 2.8.3.1
钻井液密度计 …… 2.8.4.1
钻井液润滑系数 …… 2.8.3.22
钻井液循环系统 …… 2.5.61
钻井液抑制性 …… 2.8.3.24
钻井月速度 …… 2.12.48
钻井支持平台 …… 2.13.2.12
钻井种类 …… 2.1.16
钻井周期 …… 2.12.7
钻具 …… 2.4.10
钻具刺穿 …… 2.5.43
钻具回压阀 …… 2.4.28
钻具记录 …… 2.5.55
钻具配合 …… 2.4.11
钻具止回阀 …… 2.4.28
钻具组合 …… 2.4.11
钻前时间 …… 2.12.6
钻时 …… 2.5.15
钻速方程 …… 2.5.93
钻台防喷器控制板 …… 2.9.68
钻头记录 …… 2.5.54
钻头磨合 …… 2.5.41
钻头磨损分级 …… 2.4.7
钻头泥包 …… 2.10.39
钻头平均进尺 …… 2.12.47
钻头水力参数 …… 2.5.60
钻头涡动 …… 2.4.5
钻头选型 …… 2.4.6
钻头装卸器 …… 2.4.33
钻屑 …… 2.8.6.1
钻压 …… 2.5.3
钻柱 …… 2.4.12
钻柱公转 …… 2.4.22
钻柱内井喷 …… 2.9.40
钻柱排代量 …… 2.9.9
钻柱屈曲 …… 2.4.18
钻柱振动 …… 2.4.20
钻柱自转 …… 2.4.21

最大射流冲击力工作方式 …… 2.5.65
最大射流喷速工作方式 …… 2.5.66
最大钻头水功率工作方式 …… 2.5.64
最低环空返速 …… 2.5.77
最优磨损量 …… 2.5.89
最优排量 …… 2.5.67
最优喷嘴直径 …… 2.5.68
最优转速 …… 2.5.91
最优钻压 …… 2.5.90
坐底式钻井装置 …… 2.13.2.4
API 滤失量 …… 2.8.3.5
API 水泥 …… 2.11.1
AVO 分析 …… 3.4.18
CIP 道集 …… 3.3.21
CMP 道集 …… 3.3.19
CPMG 脉冲序列 …… 4.4.1
CRP 道集 …… 3.3.20
***d* 指数法** …… 2.9.24
d_c 指数法 …… 2.9.25
***f*-*k* 偏移** …… 3.3.40
***M*-*N* 交会图** …… 4.6.26
T_2 截止值 …… 4.4.15

英文对应词索引

A

abandoned footage …… 2.12.36
abandoned well …… 2.1.19
abandoned well number …… 2.12.35
abnormal formation pressure …… 2.2.2
abnormal working time …… 2.12.12
abnormal working time percentage …… 2.12.25
acid sensitivity …… 5.11
acoustic amplitude logging …… 4.5.4
acoustic imaging logging …… 4.5.7
acoustic logging …… 4.1.5
acoustic network adjustment …… 3.1.4
acoustic transducer …… 3.1.5
acoustic transponder …… 3.1.6
acoustic variable density logging …… 4.5.5
acoustic velocity logging …… 4.5.1
acquisition footprint …… 3.2.22
acquisition link …… 3.7.21
acquisition unit …… 3.7.20
active solid …… 2.8.6.4
addition of cement …… 2.11.24
additional pressure …… 2.9.7
air gap …… 2.13.2.8

air hammer …… 2.9.85
airgun array …… 3.7.11
airgun source …… 3.7.9
alkali sensitivity …… 5.10
alternated pipe …… 2.5.33
aluminate cement …… 2.11.3
AMT …… 3.5.18
anchor moored positioningdrilling unit …… 2.13.2.6
annular friction pressure …… 2.9.14
annular gas channelling …… 2.11.46
annular gas migration …… 2.11.46
annular pressure profile …… 2.9.13
annular space logging …… 4.8.9
annulus …… 2.1.10
annulus eccentricity …… 2.5.84
anti-alias filtering …… 3.3.7
anti-collision …… 2.6.4.3
anti-sloughing blocking agent …… 2.8.2.5
API cement …… 2.11.1
apparent dielectric constant …… 4.2.43
apparent formation resistivity …… 4.2.24
apparent water resistivity technique …… 4.6.21
array …… 3.2.24
array induction logging …… 4.2.17
array response …… 3.2.25
array sonic logging …… 4.5.3
artificial hole bottom …… 2.11.83
aspect ratio …… 3.2.19
attenuation resistivity …… 4.2.41
audio magnetotelluric …… 3.5.18
automatic residual static correction …… 3.3.18
auxiliary working time …… 2.12.10
average bit footage …… 2.12.47
average completion time of completed well …… 2.12.51
average construction time of completed well …… 2.12.52
average depth of completed well …… 2.12.40
average drilling cost per meter …… 2.12.57
average drilling time of completed well …… 2.12.50
average footage per rig-annual …… 2.12.22
AVO analysis …… 3.4.18
azimuth …… 2.6.2.3

azimuth change rate …… 2.6.2.4
azimuthal anisotropy …… 3.4.1
azimuthal laterolog …… 4.2.12

B

back pressure …… 2.9.10
back redressing …… 2.5.17
back-off kelly …… 2.10.34
back-off operation …… 2.10.17
backpressure pump …… 2.9.80
ballast …… 2.13.6.1
balling inhibitor …… 2.8.2.9
baseline drift …… 4.7.12
batch drilling …… 2.13.6.13
bearing wear …… 2.5.96
bell nipple …… 2.9.63
bent sub …… 2.6.5.1
bentonite …… 2.8.2.1
BHA …… 2.4.14
bin …… 3.2.14
Bingham-plastic fluid model …… 2.5.78
bit balling …… 2.10.39
bit bouncing …… 2.5.19
bit breaker …… 2.4.33
bit changing …… 2.5.40
bit feed …… 2.5.11
bit hydraulic parameters …… 2.5.60
bit jumping …… 2.5.20
bit record …… 2.5.54
bit selection …… 2.4.6
bit whirl …… 2.4.5
blocked core …… 2.7.13
blowout from drill string …… 2.9.40
boost line …… 2.13.5.18
booster …… 4.9.9
BOP stack …… 2.9.65
BOP stack trolley …… 2.13.3.11
borehole compensated acoustic logging …… 4.5.2
borehole curvature …… 2.6.2.12
borehole to surface electromagnetic method …… 3.5.28

bottom flow density …… 2.8.6.8
bottom flow rate …… 2.8.6.7
bottom hole assembly …… 2.4.14
bottom-hole pressure …… 2.9.4
bottom-hole blowout …… 2.9.39
bottom-hole circulating pressure …… 2.9.5
bottom-hole circulating temperature …… 2.9.28
bottom-hole cleaning …… 2.5.59
bottom-hole flow field …… 2.5.85
bottom-hole static pressure …… 2.9.6
Bouguer correction …… 3.5.6
Bouguer gravity anomaly …… 3.5.9
box …… 3.2.18
break down drilling stands …… 2.5.39
bridge plug placement …… 4.9.20
BSEM …… 3.5.28
bubble period …… 3.7.14
bullheading killing method …… 2.9.56
bump plug …… 2.11.39
burst resistance …… 2.11.71

C

C/O spectral logging …… 4.3.10
cake …… 2.8.1.2
cake differential sticking tester …… 2.8.4.12
cake thickness …… 2.8.3.8
calcium contamination …… 2.8.5.5
calcium content …… 2.8.3.18
calibration …… 4.1.18
cantilever beam …… 2.13.3.8
carbonate contamination …… 2.8.5.8
Carr-Purcell-Meiboom-Gill pulse sequence …… 4.4.1
casing axial force …… 2.11.68
casing burst pressure …… 2.11.66
casing centralization …… 2.11.62
casing eccentricity …… 2.11.61
casing external pressure …… 2.11.67
casing failure monitoring logging …… 4.8.14
casing fracture length …… 4.9.24
casing internal pressure …… 2.11.66

casing packing fluid …… 5.2
casing pressure test …… 2.11.81
casing program …… 2.1.12
casing tong …… 2.4.34
casing washing fluid …… 5.3
catwalk machine …… 2.13.3.13
cavity-effect explosive reaction …… 4.9.1
cellar …… 2.3.5
cement contamination …… 2.8.5.6
cement dump …… 4.9.21
cement sheath …… 2.11.41
cement slurry …… 2.11.5
cementing basket …… 2.11.49
cementing plug …… 2.11.31
cementing qulity qualified ratio …… 2.12.42
cementing rubber plug …… 2.11.53
CEMP …… 3.5.15
channeling …… 2.11.43
channeling detection …… 4.8.6
chemical agent extinguishing method …… 2.9.75
chemical cutting …… 2.10.23
chip hold-down effect …… 2.2.4
chlorine logging …… 4.3.8
circulating by adjustable choke …… 2.9.60
circulating drilling fluid …… 2.5.45
circulating for geologic observation …… 2.5.47
circulating pressure loss …… 2.5.62
circulating shortcut …… 2.5.48
circulation circle …… 2.5.49
circulation stuck pipe freeing …… 2.10.29
clay contamination …… 2.8.5.2
clay-bound water …… 4.6.10
clean sandstone model …… 4.6.5
closed-loop drilling system …… 2.6.5.4
closure azimuth …… 2.6.2.7
closure distance …… 2.6.2.5
cluster airgun …… 3.7.10
cluster wells …… 2.6.1.1
coherence filtering …… 3.3.8
coherence stack …… 3.3.34

collapse resistance ····· 2.11.69
collector ring ····· 4.7.3
coloured dip pattern ····· 4.6.38
combination drill string ····· 2.4.13
combined rock-cutting by hydraulic and mechanical power ····· 2.5.87
common image point gather ····· 3.3.21
common midpoint gather ····· 3.3.19
common reflection point gather ····· 3.3.20
compaction correction ····· 4.6.18
compatibility ····· 5.6
compatibility scale ····· 4.1.25
compitable scales ····· 4.1.25
completed well number ····· 2.12.34
completion fluid ····· 5.1
complex lithology reservoir ····· 4.6.22
complex resistivity method ····· 3.5.25
complex-trace analysis ····· 3.4.9
concrete target ····· 4.9.22
concurrent killing method ····· 2.9.54
conductor casing ····· 2.11.56
conductor pipe ····· 2.11.56
confirmation TB ····· 3.7.17
connected well ····· 2.6.1.12
consistency ····· 2.11.15
contact time ····· 2.11.38
continuous electromagnetic profiling method ····· 3.5.15
continuous recording ····· 3.2.28
contractual rigs number ····· 2.12.19
control pod ····· 2.13.5.13
controlled source audio frequency magnetotelluric ····· 3.5.19
core cutting ····· 2.7.3
core grinding ····· 2.7.14
core pressure-retained percentage ····· 2.7.12
core recovery length ····· 2.7.10
core recovery percentage ····· 2.12.44
core sealing percentage ····· 2.7.11
core shaping ····· 2.7.2
core-log callibration ····· 4.1.26
coring ····· 2.7.1
coring footage ····· 2.7.9

coring method …… 2.7.4
corrected *d*-exponent method …… 2.9.25
corridor stack …… 3.6.8
cost per rig month …… 2.12.56
CPMG …… 4.4.1
CR …… 3.5.25
critical weight on bit …… 2.4.19
cross reference method …… 3.5.17
cross unit …… 3.7.19
cross well EM tomography …… 4.2.22
crossed-dipole acoustic logging …… 4.5.6
crossplot method …… 4.6.25
crosswell seismic …… 3.6.4
crosswell tomography inversion …… 3.6.9
CSAMT …… 3.5.19
curing …… 2.11.78
cut point …… 2.8.6.6
cutting charge …… 4.9.5
cutting concentration in annulus …… 2.5.74
cutting rising velocity …… 2.5.75
cutting transport ratio …… 2.5.73
cuttings carrying …… 2.5.72
cycle skip …… 4.5.13
cyclone green alert circle …… 2.13.1.7
cyclone red alert circle …… 2.13.1.9
cyclone yellow alert circle …… 2.13.1.8

D

daily drilling report …… 2.5.51
data regularization …… 3.3.23
datum …… 3.2.37
day-rate …… 2.12.30
d_c-exponent method …… 2.9.25
deadman system …… 2.13.6.12
deconvolution …… 3.3.10
decreased resistance invasion …… 4.2.26
deep water …… 2.13.1.3
Delaware effect …… 4.2.28
Delaware gradient …… 4.2.28
delayed set cementing …… 2.11.29

delivery wells number …… 2.12.15
density logging …… 4.3.3
departure …… 2.6.2.10
departure curve log …… 4.2.2
departure direction …… 2.6.2.7
depth correlation …… 4.1.23
depth delay …… 4.7.10
depth mark of cable …… 4.7.5
depth of investigation …… 4.1.13
derrick alignment …… 2.3.9
derrick hoisting …… 2.3.8
detonating cord …… 4.9.8
detonating device …… 4.9.10
detouring obstacle well …… 2.6.1.4
***d*-exponent method** …… 2.9.24
DGD …… 2.13.4.3
dielectric logging …… 4.2.18
DIFAN …… 4.4.3
difference of physical point stake-out …… 3.1.3
differential spectrum method …… 4.4.2
differentiated radial geometrical factor …… 4.2.32
differentiated vertical geometrical factor …… 4.2.34
diffusion analysis …… 4.4.3
diffusion relaxation …… 4.4.4
digital unit …… 3.7.20
dilatant fluid …… 2.5.81
dip arrow plot …… 4.6.37
dip logging …… 4.2.10
dip moveout …… 3.3.26
dip moveout correction …… 3.3.28
direct-indicating viscometer …… 2.8.4.3
directional well …… 2.1.15
displacement efficiency …… 2.11.42
displacement killing method …… 2.9.55
distance of“zero” mark of cable …… 4.1.20
distance of“zero” mark of tool …… 4.1.19
distance of zero mark …… 4.9.14
distance separated simultaneous sweep …… 3.2.33
diurnal station …… 3.5.11
DKD …… 2.13.4.2

DMO correction …… 3.3.28
double …… 2.5.31
double circulation killing method …… 2.9.53
downgoing wave …… 3.6.5
downhole junk …… 2.10.5
downhole motor …… 2.6.5.2
downhole tools …… 4.7.1
DP …… 2.13.6.8
drift diameter …… 2.11.65
drift diameter gauge …… 2.11.55
drill cuttings …… 2.8.6.1
drill stem test …… 2.5.27
drill string …… 2.4.12
drill string assembly …… 2.4.11
drill string back pressure valve …… 2.4.28
drill string buckling …… 2.4.18
drill string displacement …… 2.9.9
drill string free fall …… 2.5.22
drill string not well braked …… 2.5.23
drill string revolution …… 2.4.22
drill string rotation …… 2.4.21
drill string vibration …… 2.4.20
drilled dry …… 2.5.21
drilled well number …… 2.12.33
driller's BOP panel …… 2.9.68
driller's method …… 2.9.53
drilling …… 2.5.1
drilling accident …… 2.10.2
drilling barge …… 2.13.2.13
drilling break …… 2.5.25
drilling complicacy …… 2.10.3
drilling cost model …… 2.5.92
drilling down time …… 2.12.13
drilling efficiency index …… 2.12.20
drilling engineering design …… 2.1.21
drilling engineering quality …… 2.1.22
drilling fluid …… 2.8.1.1
drilling fluid cake adhesion coefficient …… 2.8.3.20
drilling fluid cake sluggish coefficient …… 2.8.3.21
drilling fluid circulation system …… 2.5.61

drilling fluid density …… 2.8.3.1
drilling fluid electric stability …… 2.8.3.23
drilling fluid filtrate …… 2.8.1.3
drilling fluid flow pattern …… 2.5.63
drilling fluid frictional factor …… 2.8.3.22
drilling fluid inhibitive properties …… 2.8.3.24
drilling fluid phenolphthalein alkalinity …… 2.8.3.11
drilling fluid tour report …… 2.5.53
drilling hydraulic parameter …… 2.5.56
drilling line stringing …… 2.3.7
drilling operation time …… 2.12.7
drilling parameter …… 2.5.2
drilling prescription …… 2.12.53
drilling procedure …… 2.1.23
drilling progress …… 2.1.24
drilling pump rated power regime …… 2.5.69
drilling pump regulated flow rate regime …… 2.5.70
drilling quality qualified ratio …… 2.12.43
drilling rate …… 2.12.45
drilling rate model …… 2.5.93
drilling rate of a roundtrip …… 2.12.46
drilling report …… 2.5.50
drilling safety index …… 2.12.24
drilling slot …… 2.13.3.7
drilling string record …… 2.5.55
drilling tender …… 2.13.2.12
drilling time …… 2.5.15
drilling tools …… 2.4.10
drilling trouble …… 2.10.1
drilling workload index …… 2.12.14
drilling workload value …… 2.12.18
drilling year …… 2.12.39
dry drilling …… 2.5.21
DS3 …… 3.2.33
DSM …… 4.4.2
DSSS …… 3.2.33
dual gradient drilling …… 2.13.4.3
dual induction logging …… 4.2.14
dual porosity model …… 4.6.23
dual sensor …… 3.7.1

dual water model …… 4.6.7
dual-derrick drilling system …… 2.13.2.11
dual-laterolog …… 4.2.7
dull grading for rock bits …… 2.4.3
dull grading system …… 2.4.7
dynamic annular pressure control system …… 2.9.79
dynamic kill drilling …… 2.13.4.2
dynamic killing method …… 2.9.58
dynamic positioning …… 2.13.6.8
dynamic positioning drilling unit …… 2.13.2.7

E

early strength …… 2.11.10
earth absorption compensation …… 3.3.2
earth tide correction …… 3.5.2
eccentric annulus …… 2.5.83
ECD …… 2.9.15
echo spacing …… 4.4.6
edging …… 3.2.21
EDM …… 4.4.7
electrical prospecting …… 3.5.22
electrical stability meter …… 2.8.4.7
electrode …… 4.2.27
electrofacies …… 4.6.29
electromagnetic propagation effect …… 4.2.44
electromagnetic propagation logging …… 4.2.19
elevation static correction …… 3.3.15
emergency disconnect …… 2.13.6.11
encapsulating flocculant …… 2.8.2.8
engineering logging …… 4.1.9
engineer's killing method …… 2.9.52
enhanced diffusion method …… 4.4.7
epithermal neutron logging …… 4.3.7
equivalent circulating density …… 2.9.15
equivalent depth …… 2.9.8
establishing a bottom hole pattern …… 2.4.4
event …… 3.2.27
excavation effect …… 4.3.16
exploding cutting …… 2.10.24
explosive extinguishing method …… 2.9.74

express platform for well logging …… 4.1.12
extended reach well …… 2.6.1.10
extreme pressure and lubricity tester …… 2.8.4.11

F

fail safe valve …… 2.13.5.12
far water …… 4.6.8
feather angle …… 3.1.8
feed off …… 2.5.11
FID …… 4.4.8
filtrate methyl orange alkalinity …… 2.8.3.9
filtrate phenolphthalein alkalinity …… 2.8.3.10
filtrate reducer …… 2.8.2.4
fin angle …… 3.1.9
finishing drilling …… 2.5.10
finite difference migration …… 3.3.41
first interface …… 2.11.79
fish …… 2.10.6
fish length …… 2.10.7
fish top …… 2.10.8
fish top depth …… 2.10.9
fish top dressing …… 2.10.31
fish top kelly-in …… 2.10.32
fish top locating …… 2.10.30
fish-bottom depth …… 2.10.10
fixed drilling platform …… 2.13.2.1
fixed romote reference method …… 3.5.16
***f*-*k* migration** …… 3.3.40
flash set …… 2.11.12
flexural wave …… 4.5.9
flip-flop sweep …… 3.2.30
floating coupling …… 2.11.51
floating drilling unit …… 2.13.2.5
flow rate …… 2.5.7
flow rate survey …… 4.8.10
fluid loss of cement slurry …… 2.11.22
fluidity …… 2.11.14
fluid-to-solid ratio …… 2.11.7
foam quality …… 2.9.84
fold …… 3.2.12

fold taper zone …… 3.2.13
footage drilled …… 2.12.16
footage per drilling month …… 2.12.48
footage per drilling year …… 2.12.49
footage per drill-month …… 2.12.21
footage working time …… 2.12.9
formation evaluation …… 4.6.1
formation factor …… 4.6.14
formation fracture pressure prediction …… 2.9.30
formation pressure prediction …… 2.9.20
forward modeling …… 3.4.15
forward modeling of electrical logging …… 4.2.39
four component geophone …… 3.7.3
free air anomaly …… 3.5.8
free fluid …… 2.11.9
free hanging weight …… 2.5.4
free induction decay …… 4.4.8
free pipe …… 2.11.63
free point indicating instrument …… 2.10.15
free stroke kelly-in …… 2.10.35
free-air correction …… 3.5.4
free-space anomaly …… 3.5.8
free-space correction …… 3.5.4
funnel viscosity …… 2.8.3.2
FV …… 2.8.3.2

G

gas block cement additive …… 2.11.23
gas channeling …… 2.9.33
gas cut …… 2.8.5.10
gas injection rate …… 2.9.82
gas log method …… 2.9.27
gas, oil and water cut …… 2.8.5.11
gas-bearing water layer …… 4.6.34
gas-water layer …… 4.6.31
Gauss beam migration …… 3.3.42
gel strength of cement slurry …… 2.11.20
gel strength transition time …… 2.11.21
geochemical well logging …… 4.3.5
geoelectric model …… 3.5.29

geological modeling …… 3.4.13
geometrical factor theory for induction logging …… 4.2.31
geometry …… 3.2.7
geophysical point …… 3.1.1
gimbal …… 2.13.5.27
gravity elevation correction …… 3.5.4
gravity prospecting …… 3.5.1
Groningen effect …… 4.2.29
guideline …… 2.13.5.2
guideline tensioner …… 2.13.5.25
gun powder for bride plug setting …… 4.9.6
gypsum contamination …… 2.8.5.7

H

"hard" shut-in …… 2.9.48
high angle well …… 2.6.1.6
high fineness cement …… 2.11.4
high frequency electromagnetic wave propagation logging …… 4.2.18
high side …… 2.6.5.6
high-speed mixer …… 2.8.4.15
high-temperature/high-pressure filter press …… 2.8.4.5
high-temperature/high-pressure fluid loss …… 2.8.3.6
hoisting pulley …… 4.7.8
hole enlargement …… 2.5.29
hole straightening …… 2.5.26
hook load …… 2.5.5
horizon calibration …… 3.4.7
horizon slice …… 3.4.3
horizontal displacement …… 2.6.2.5
horizontal displacement of target …… 2.6.3.3
horizontal projection length …… 2.6.2.6
horizontal well …… 2.6.1.7
horn effect …… 4.2.45
hot line …… 2.13.5.15
hull …… 2.13.3.1
hydraulic choke …… 2.9.81
hydraulic cutting …… 2.5.86
hydraulic pressure …… 2.9.1
hydrogen index …… 4.3.14
hydrogen sulfide contamination …… 2.8.5.9

hydrostatic pressure loss …… 2.11.45

I

ice alert circle …… 2.13.1.10
imbibition profile …… 4.8.3
impending blowout …… 2.9.36
Inclination …… 2.6.2.1
inclination change rate …… 2.6.2.2
increased resistance invasion …… 4.2.25
independent simultaneous sweep …… 3.2.32
induced event …… 3.6.13
induced polarization logging …… 4.2.20
induced polarization method …… 3.5.21
induction logging …… 4.2.13
induction logging coil array …… 4.2.30
inert solid …… 2.8.6.5
influx …… 2.9.32
informal working time …… 2.12.12
initial consistency …… 2.11.16
initial gel strength …… 2.8.3.3
injection profile …… 4.8.3
INMO …… 3.3.32
inside blowout preventer …… 2.9.72
installing wellhead at emergent occasion …… 2.9.61
integrated radial geometrical factor …… 4.2.33
integrated vertical geometrical factor …… 4.2.35
interchange within stands …… 2.5.38
intermediate casing …… 2.11.58
interval transit time …… 4.5.12
interval travel time method …… 2.9.23
interval velocity …… 3.3.30
invasion depth …… 4.6.40
inverse normal moveout …… 3.3.32
inversion of electrical logging …… 4.2.40
invlid drillers percentage …… 2.12.29
IP …… 3.5.21
ISS …… 3.2.32

J

jacking unit …… 2.13.3.5

jarring stuck pipe freeing …… 2.10.28
jet …… 2.5.57
jet extinguishing method …… 2.9.73
jet hydraulic parameters …… 2.5.58
jetting in …… 2.13.4.4
jetting out …… 2.13.6.2

K

kelly-in …… 2.5.12
kelly-up …… 2.5.13
key well study …… 4.6.28
keyseat reamer …… 2.10.19
kick killing …… 2.9.50
kick off point …… 2.6.4.2
killing by packer …… 2.9.59
killing manifold …… 2.9.67
killing methods …… 2.9.51
kinds of drilling …… 2.1.16
Kirchhoff migration …… 3.3.39
knuckle boom crane …… 2.13.3.14

L

land drilling …… 2.1.18
landing joint …… 2.11.52
laterolog …… 4.2.5
laterolog 8 …… 4.2.6
latitude correction …… 3.5.7
LCM …… 2.8.2.7
lead impression block …… 2.10.13
lead slurry …… 2.11.35
leaking detection …… 4.8.7
leak-off test …… 2.9.31
left-hand screw pipe …… 2.10.18
leg …… 2.13.3.3
lift sub …… 2.4.32
liner …… 2.11.60
liner cementing …… 2.11.26
lithology model …… 4.6.12
living quarter …… 2.13.3.2
LMRP …… 2.13.5.16

location determination …… 2.3.1
location sub …… 4.9.15
log curves …… 4.1.2
log head …… 4.1.3
log interpretation model …… 4.6.3
log response equation …… 4.6.2
logger depth …… 4.1.22
logging cable …… 4.7.4
logging instrument …… 4.7.1
logging while drilling …… 4.1.11
log-inject-log technique …… 4.8.13
longitudinal …… 2.6.2.9
longitudinal relaxation time …… 4.4.10
lost circulation …… 2.10.38
lost circulation material …… 2.8.2.7
low resistivity annular …… 4.6.39
lower marine riser package …… 2.13.5.16
low-temperature/low-pressure filter loss …… 2.8.3.5
low-temperature/low-pressure filter press …… 2.8.4.4

M

magnetic interference …… 2.6.6.1
magnetic mark detector …… 4.7.6
magnetic prospecting …… 3.5.10
magnetic survey …… 3.5.10
magnetotelluric …… 3.5.14
make a connection …… 2.5.34
make-up thread …… 2.10.36
make-up torque …… 2.4.25
making thread kelly-in …… 2.10.33
managed pressure drilling …… 2.9.77
marine well site survey …… 2.13.1.11
Marsh funnel …… 2.8.4.2
mass drop seismic source …… 3.7.8
mat …… 2.13.3.6
matrix parameter …… 4.6.13
maximum allowable shut in pressure …… 2.11.77
maximum bit hydraulic horsepower regime …… 2.5.64
maximum jet impact force regime …… 2.5.65
maximum jet velocity regime …… 2.5.66

measured depth …… 2.1.7
measurement while drilling …… 2.6.6.4
measuring point …… 4.1.16
mechanical cutting …… 2.10.25
methylene blue capacity …… 2.8.3.16
micro spherically focused logging …… 4.2.9
micro-electrode logging …… 4.2.4
microfine cement …… 2.11.4
micro-laterolog …… 4.2.8
micro-resistivity imaging logging …… 4.2.11
microseismic …… 3.6.10
microseismic monitoring …… 3.6.12
microseismic event …… 3.6.11
mill shoe …… 2.10.16
minilog …… 4.2.4
minimum drilling fluid annular velocity …… 2.5.77
mise-a-la-masse method …… 3.5.23
mis-tie …… 3.4.5
MLL …… 4.2.8
***M*-*N* crossplot** …… 4.6.26
mobile offshore drilling unit …… 2.13.2.3
mobility …… 2.11.14
model of bulk-volume rock …… 4.6.4
MODU …… 2.13.2.3
modular drilling rig …… 2.13.2.2
moonpool …… 2.13.3.10
mouse hole …… 2.4.9
MPD …… 2.9.77
MSFL …… 4.2.9
MT …… 3.5.14
mud balance …… 2.8.4.1
mud resistivity tester …… 4.7.13
mud scratcher …… 2.11.50
mud weight …… 2.8.3.1
mud-cap drilling …… 2.9.78
mudline …… 2.13.1.5
mudline hanger …… 2.13.5.7
mudmat …… 2.13.5.3
multi-branch wells …… 2.6.1.3
multi-component induction logging …… 4.2.16

multilateral wells …… 2.6.1.3
multiplex control system …… 2.13.5.14
multi-target directional well …… 2.6.1.5
multi-wave and multi-component seismic survey …… 3.2.3
MUX …… 2.13.5.14
MWD …… 2.6.6.4

N

natural gamma ray spectral logging …… 4.3.2
natural gamma-ray logging …… 4.3.1
near surface model static correction …… 3.3.16
near water …… 4.6.9
neutral point …… 2.4.23
neutron activation logging …… 4.3.11
neutron gamma-ray logging …… 4.3.4
neutron lifetime logging …… 4.3.9
NMO …… 3.3.25
NMO correction …… 3.3.27
non-magnetic drill string …… 2.6.6.2
normal formation pressure …… 2.2.1
normal formation pressure trend line …… 2.9.21
normal gravity field correction …… 3.5.7
normal moveout …… 3.3.25
normal moveout correction …… 3.3.27
normalization of log data …… 4.1.21
nozzle …… 2.4.1
nuclear magnetic resonance logging …… 4.1.7

O

offset …… 3.2.10
offset of geophysical point …… 3.1.2
offset vector tile …… 3.3.24
offshore drilling …… 2.1.17
oil consumption per driller-month …… 2.12.55
oil well cement …… 2.11.1
oil-bearing water layer …… 4.6.33
oil-water layer …… 4.6.30
open hole …… 2.1.6
optimum flow rate …… 2.5.67
optimum nozzle diameter …… 2.5.68

optimum rotary speed …… 2.5.91
optimum wear …… 2.5.89
optimum weight on bit …… 2.5.90
organic clay …… 2.8.2.2
organophilic clay …… 2.8.2.2
orientation …… 2.6.5.9
orientation sub …… 2.6.5.10
oriented coring …… 2.7.7
other drilling rig time …… 2.12.31
overall angle change …… 2.6.2.11
overall angle change rate …… 2.6.2.12
over-displacement …… 2.11.44
overflow …… 2.9.34
overflow volume …… 2.9.35
overlap between liner and previous casing …… 2.11.54
overlay technique …… 4.6.20
OVT …… 3.3.24

P

packed hole assembly …… 2.4.15
parameters used in saturation model …… 4.6.42
particle slip velocity …… 2.5.76
patch …… 3.2.15
pattern recognition …… 3.4.10
peak to peak value …… 3.7.12
pendulum assembly …… 2.4.17
penetration footage …… 2.5.14
penetration objective function …… 2.5.88
per capita output value of drilling …… 2.12.58
perforating …… 4.1.28
perforating charge shot rate …… 4.9.23
perforating combined other operations …… 4.9.16
perforating damage …… 4.9.18
perforating depth location …… 4.9.13
perforating fluid …… 5.4
perforating gun …… 4.9.7
perforating optimization design …… 4.9.17
perforator …… 4.9.11
permanent guide base …… 2.13.5.1
PGB …… 2.13.5.1

phase difference resistivity …… 4.2.42
phase shift resistivity …… 4.2.42
phasor induction logging …… 4.2.15
piling conductor …… 2.13.6.10
pilot …… 3.7.6
pipe racking machine …… 2.13.3.12
pipe stuck …… 2.10.4
pipe-freeing agent …… 2.8.2.10
pit gain …… 2.9.42
poor oil (gas) layer …… 4.6.32
positioning …… 2.13.6.7
potential oil(gas) layer …… 4.6.35
Power law fluid model …… 2.5.79
pozzolan cement …… 2.11.2
pozzolanic cement …… 2.11.2
predictive deconvolution …… 3.3.13
preloading …… 2.13.6.1
pre-processing …… 4.6.24
preset stress …… 2.11.64
prespud time …… 2.12.6
pressure equivalent density …… 2.9.3
pressure margin …… 2.9.16
pressure transitional zone …… 2.9.2
pressure windows …… 2.9.16
pressurized air extinguishing method …… 2.9.76
prestress …… 2.11.64
primary/bubble ratio …… 3.7.13
primary cementing …… 2.11.28
primary well control …… 2.9.44
problem handling time percentage …… 2.12.27
produced fluid rate for single layer …… 4.8.2
produced fluid rate for sum layer …… 4.8.1
production casing …… 2.11.59
production logging …… 4.1.8
production profile …… 4.8.4
productivity profile …… 4.8.4
pseudoplastic fluid …… 2.5.80
pulling out …… 2.13.6.3
pump choking up …… 2.5.44
pump efficiency …… 2.5.71

pump pressure indicator …… 2.4.37
pumpable time …… 2.11.37
punch through …… 2.13.6.4

Q

quicklook interpretation …… 4.6.19

R

radial horizontal well …… 2.6.1.8
radial predictive filter …… 3.3.9
radioactive logging …… 4.1.6
radioisotope logging …… 4.3.12
rat hole …… 2.4.8
rate of penetration …… 2.12.45
rate sensitivity …… 5.7
RBOP …… 2.9.71
reamer …… 2.4.27
reaming …… 2.5.18
receiver …… 3.2.9
redressing …… 2.5.16
redrilling footage …… 2.12.17
reduction-to-the pole …… 3.5.13
reference …… 3.7.7
reflection survey …… 3.2.6
refracted wave …… 3.2.4
refraction survey …… 3.2.5
relative resistivity …… 4.6.14
relative swelling ratio …… 2.8.3.26
relative water-intake rate …… 4.8.5
relaxation time …… 4.4.9
relief well …… 2.6.1.2
remote control console …… 2.9.69
repairing time perzentage …… 2.12.28
reservoir monitoring …… 4.8.12
residual normal moveout correction …… 3.3.31
resistance increase rate …… 4.6.15
resistivity index …… 4.6.15
resistivity logging …… 4.2.1
resistivity meter …… 2.8.4.9
resistivity model of clean formation …… 4.6.16

resistivity of rock …… 4.2.23
resistivity sounding …… 3.5.20
restricted diffusion …… 4.4.5
retort …… 2.8.4.8
reverse circulating killing method …… 2.9.57
reverse rotation …… 2.5.24
reverse time migration …… 3.3.43
rig down and transport time …… 2.12.5
rig foundation …… 2.3.4
rig installation …… 2.3.6
rig momth …… 2.12.37
rig skidding …… 2.3.10
rig tool …… 2.4.29
rig utilized percenage …… 2.12.23
rig year …… 2.12.38
right-and left threaded connection …… 2.10.20
rigs time …… 2.12.1
riser adapter …… 2.13.5.17
riser buoyancy module …… 2.13.5.28
riser fill up valve …… 2.13.5.20
riser flex joint …… 2.13.5.19
riser mudsaver valve …… 2.13.5.21
riser spider …… 2.13.5.26
riser tensioner ring …… 2.13.5.23
RKB …… 2.13.2.9
RNMO correction …… 3.3.31
rock bit code …… 2.4.2
rock matrix …… 4.6.11
rock matrix acoustic velocity …… 4.5.11
rock mechanical property analysis …… 4.6.27
rock physics modeling …… 3.4.14
roller oven …… 2.8.4.10
ROP model …… 2.5.93
rotary kelly bushing …… 2.13.2.9
rotary speed …… 2.5.6
rotary table torque indicator …… 2.4.36
rotating blowout preventer …… 2.9.71
rotating control head …… 2.9.70
rotation of three-component …… 3.6.7
round trip …… 2.5.35

running in …… 2.5.41

S

safety clamps …… 2.4.31
safety drilling fluid density window …… 2.2.3
safety factor of collapsing strength …… 2.11.74
safety factor of internal pressure strength …… 2.11.75
safety factor of tensile strength …… 2.11.73
safety factor of triaxial yield resistance …… 2.11.76
salt contamination …… 2.8.5.3
salt content …… 2.8.3.17
salt sensitivity …… 5.9
salt water contamination …… 2.8.5.4
sampling rate of logging data …… 4.7.9
sand …… 2.8.6.2
sand content …… 2.8.3.14
sand content set …… 2.8.4.6
saturation model of clean formation …… 4.6.16
seafloor scour …… 2.13.1.13
sealing coring …… 2.7.6
sealing fluid …… 2.7.8
second interface …… 2.11.80
secondary well control …… 2.9.45
seism while drilling …… 2.6.6.5
seismic attribute …… 3.4.17
seismic data acquisition system …… 3.7.18
seismic inversion …… 3.4.8
seismic migration imaging …… 3.3.36
seismic reflection method …… 2.9.22
seismic survey …… 3.2.1
seismic wavelet …… 3.3.4
self potential method …… 3.5.24
setting time …… 2.11.11
settling stability …… 2.11.8
severing operation …… 4.9.19
SFL …… 4.2.9
shale (mud) density method …… 2.9.26
shale inhibitor …… 2.8.2.6
shale recovery …… 2.8.3.25
shale SP baseline …… 4.2.36

shale swelling tester …… 2.8.4.14
shallow water …… 2.13.1.2
shallow water flow …… 2.13.1.12
shaly formation …… 4.6.43
shaly sand …… 4.6.43
shaly sand resistivity equation …… 4.6.17
shaly sand saturation equation …… 4.6.17
shaly sandstone model …… 4.6.6
shaped charge …… 4.9.2
shifted spectrum method …… 4.4.12
shock absorber …… 2.4.26
short trip …… 2.5.36
shut-in …… 2.9.47
shut-in casing pressure …… 2.9.18
shut-in standpipe pressure …… 2.9.19
shutoff baffle …… 2.11.48
sidetrack well …… 2.6.1.9
sidetracking …… 2.6.5.5
sidewall coring …… 4.10.1
sidewall coring recovery …… 4.10.3
sidewall coring tool …… 4.10.2
signal simulator …… 4.7.11
signature deconvolution …… 3.3.11
silt …… 2.8.6.3
single …… 2.5.30
skid rail …… 2.13.3.9
skin effect …… 4.2.44
slant hole …… 2.6.1.11
slide wave …… 4.5.8
sliding parallel-plate cake sluggish coefficient meter …… 2.8.4.13
slip ring …… 4.7.3
slip sweep …… 3.2.31
sliping and cut off drilling line …… 2.5.42
slips …… 2.4.30
slow formation …… 4.5.10
slowness …… 4.5.12
slug …… 4.9.3
slurry yield …… 2.11.13
snail gather …… 3.3.22
soaking …… 2.13.4.5

soaking anchor …… 2.13.6.9
soft formation …… 4.5.10
"soft" shut-in …… 2.9.49
solid radioactive tracer …… 4.8.8
solids contamination …… 2.8.5.1
solids content …… 2.8.3.12
sonde …… 4.2.27
sonic logging …… 4.1.5
source …… 3.2.8
source synchronization system …… 3.7.15
source-well distance …… 3.6.1
SP deflection from baseline in permeable zone …… 4.2.37
spacer …… 2.11.34
spacing …… 4.1.17
special working time …… 2.12.11
spherical divergence compensation …… 3.3.1
spiking deconvolution …… 3.3.12
spin echo …… 4.4.13
spine-and-ribs plot …… 4.3.13
spin-lattice relaxation time …… 4.4.10
splitter wellhead …… 2.13.4.1
spontaneous potential logging …… 4.2.3
spool …… 2.9.64
spread tester …… 3.7.22
spudcan …… 2.13.3.4
spud-in …… 2.5.9
spuding well number …… 2.12.32
spurt loss …… 2.8.3.7
squeeze cementing …… 2.11.32
squeezing effect …… 4.2.28
SSM …… 4.4.12
SSP …… 4.2.38
stack …… 3.3.33
stacking velocity …… 3.3.29
stand …… 2.5.32
standard collar …… 4.9.12
standby time …… 2.12.2
stand-off …… 4.9.4
standpipe pressure …… 2.9.17
static bottom-hole temperature …… 2.9.29

static correction …… 3.3.14
static correction of refraction wave …… 3.3.17
static spontaneous potential …… 4.2.38
steerable drilling …… 2.6.5.3
stone slab correction …… 3.5.5
storm valve …… 2.13.5.29
structural conductor …… 2.13.5.5
structural map …… 3.4.20
stuck pipe explosive releasing …… 2.10.22
stuck pipe spotting freeing …… 2.10.26
stuck point …… 2.10.21
submersible drilling unit …… 2.13.2.4
submicron particle content …… 2.8.3.15
subsea blowout-preventer stack …… 2.13.5.10
subsea wellhead …… 2.13.5.8
suction pile template …… 2.13.5.4
super spread …… 3.2.34
surface casing …… 2.11.57
surface circulation …… 2.5.46
surface circulation manifold …… 2.9.66
surface consistence amplitude compensation …… 3.3.3
surface device of logging unit …… 4.7.2
surface relaxivity …… 4.4.14
surge pressure …… 2.9.11
survey tools …… 2.6.6.3
suspended solid content …… 2.8.3.13
swab pressure …… 2.9.12
swath …… 3.2.17
SWD …… 2.6.6.5
sweep …… 3.2.29
SWF …… 2.13.1.12
swirl short casing …… 2.11.47
switching within strings …… 2.5.37
symmetric sampling …… 3.2.23
synthetic seismogram …… 3.4.16

T

T_2 cutoff …… 4.4.15
tail slurry …… 2.11.36
tapered drill collar string …… 2.4.16

target area …… 2.6.3.2
target point …… 2.6.3.1
TB …… 3.7.16
TDEM …… 3.5.26
telescopic joint …… 2.13.5.24
TEM …… 3.5.26
template …… 3.2.16
temporary plugging additive …… 2.8.2.11
temporary shielding additive …… 2.8.2.11
ten-minute gel strength …… 2.8.3.4
tensile strength …… 2.11.70
tensor induction logging …… 4.2.16
termination joint …… 2.13.5.22
terrain correction …… 3.5.3
tertiary well control …… 2.9.46
test ram …… 2.13.5.11
testing on casing …… 2.11.81
TFEM …… 3.5.27
the critical velocity of flow …… 5.12
the loss rate of drilling footage …… 2.12.54
the oxide closure model …… 4.3.15
thermal neutron logging …… 4.3.6
thickening curve …… 2.11.17
thickening time …… 2.11.18
thickening transition time …… 2.11.19
thixotropic fluid …… 2.5.82
thread making …… 2.10.37
thread slipping …… 2.10.11
thread-off …… 2.10.12
three component geophone …… 3.7.2
threshold weight on bit …… 2.5.97
through casing resistivity logging …… 4.2.21
tidal zone …… 2.13.1.1
tieback cementing …… 2.11.27
tight hole …… 2.5.28
time break …… 3.7.16
time domain electromagnetic methods …… 3.5.26
time slice …… 3.4.2
time-frenqence electromagnitic method …… 3.5.27
time-lapse logging …… 4.1.27

time-lapse seismic survey …… 3.2.2
time-since-invasion …… 4.1.24
time-to-depth conversion …… 3.4.6
time-variable filtering …… 3.3.6
tool face …… 2.6.5.7
tool face angle …… 2.6.5.8
tool factor …… 4.1.15
tooth wear equation …… 2.5.95
tooth wear ratio …… 2.5.94
top of cement …… 2.11.30
torado chart …… 4.6.41
torque while drilling …… 2.5.8
total magnetic intencity anomaly …… 3.5.12
tour report …… 2.5.52
towing …… 2.13.6.5
tracedensity …… 3.2.20
transient electromagnetic method …… 3.5.26
transit …… 2.13.6.6
transverse relaxation time …… 4.4.11
transverse spin-spin relaxation time …… 4.4.11
travel time …… 3.2.26
tri-axial induction logging …… 4.2.16
triaxial strength …… 2.11.72
triggered event …… 3.6.14
tropic cyclone alert circle …… 2.13.1.6
trouble handling time percenage …… 2.12.26
true reference …… 3.7.6
true vertical depth …… 2.1.8
tuning curves …… 3.4.12
tuning thickness …… 3.4.11
turbidity …… 5.5
two way time map …… 3.4.19

U

ultra-deepwater …… 2.13.1.4
undissolved lime content …… 2.8.3.19
upgoing wave …… 3.6.6
uphole survey …… 3.2.36

V

variable load …… 2.13.2.10

V-door direction …… 2.3.3
vector seismic survey …… 3.2.3
velocity analysis for prestack depth migration …… 3.3.38
velocity analysis for prestack time migration …… 3.3.37
vertical resolution …… 4.1.14
vertical section …… 2.6.2.8
vertical seismic profiles while drilling …… 3.6.3
vertical seismic profiling …… 3.6.2
vertical well …… 2.1.14
vibrator …… 3.7.4
vibrator decoupling …… 3.7.5
VSP …… 3.6.2

W

w/c …… 2.11.6
wait and weight killing method …… 2.9.52
wait time …… 4.4.16
waiting on cement …… 2.11.40
wall hook …… 2.10.14
wash out …… 2.5.43
washes …… 2.11.33
washing fluid …… 2.11.33
washing over stuck pipe freeing …… 2.10.27
washover shoe …… 2.10.16
water flooded layer …… 4.6.39
water hold up …… 4.8.11
water output …… 2.9.83
water sensitive …… 5.8
waterbird …… 3.1.7
water-to-cement ratio …… 2.11.6
wave group …… 3.4.4
wavelet processing …… 3.3.5
weathering refraction …… 3.2.35
weight drop seismic source …… 3.7.8
weight indicator …… 2.4.35
weight indicator of logging …… 4.7.7
weight on bit …… 2.5.3
weighting and circulating killing method …… 2.9.54
weighting material …… 2.8.2.3
well …… 2.1.2
well abandonment …… 2.13.6.15
well blowout …… 2.9.38
well cementing …… 2.11.25

well completion time …… 2.12.8
well construction time …… 2.12.3
well control …… 2.9.43
well control equipment …… 2.9.62
well depth …… 2.1.7
well design …… 2.1.20
well drilling …… 2.1.1
well interval …… 2.1.5
well kick …… 2.9.37
well killing …… 2.9.50
well logging …… 4.1.1
well logging series …… 4.1.4
well section …… 2.1.5
well structure …… 2.1.11
well suspended …… 2.13.6.14
well testing time …… 2.12.4
well trajectory …… 2.6.4.1
well type …… 2.1.13
wellbore …… 2.1.3
wellbore diameter …… 2.1.9
wellbore quality qualified ratio …… 2.12.41
wellbore wall …… 2.1.4
wellhead connector …… 2.13.5.9
wellhead housing …… 2.13.5.6
wellsite …… 2.3.2
wild blowout …… 2.9.41
wireline coring …… 2.7.5
wireline logging …… 4.1.10
WOC …… 2.11.40

X

xline-offset …… 3.2.11

Y

yield of clay …… 2.8.1.4

Z

zero axial stress point …… 2.4.24
zero-offset profile fitting …… 3.3.35