ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 55288— 2012

ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ НА ТРУБАХ. СКВАЖИННОЕ И УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Общие технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2013

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения национальных стандартов Российской Федерации — ГОСТ Р 1.0—2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Открытым акционерным обществом «Научно-производственная фирма «Геофизика» (ОАО «НПФ «Геофизика»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 431 «Геологическое изучение, использование и охрана недр»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 29 ноября 2012 г. № 1469-ст

4 В настоящем стандарте реализованы нормы Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 «О недрах» (в редакции Федерального закона от 6 декабря 2011 г. № 401-ФЗ) и Федерального закона от 10 января 2002 г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячно издаваемых информационных указателях «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячно издаваемом информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет

© Стандартинформ, 2013

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Типы и основные параметры 2
5 Технические требования 3
6 Требования безопасности и охраны окружающей среды 5
7 Комплектность и маркировка 6
8 Упаковка и хранение 6
Приложение А (справочное) Технические характеристики головок устьевых 8
Приложение Б (обязательное) Перечень основных сборочных единиц 9
Приложение В (обязательное) Перечень вспомогательных сборочных единиц 10
Библиография 11

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ИСПЫТАТЕЛИ ПЛАСТОВ НА ТРУБАХ. СКВАЖИННОЕ И УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Общие технические требования

Drill stem testing tools. Downhole and wellhead equipment.
General technical requirements

Дата введения — 2013—05—01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на скважинное и устьевое оборудование для испытания пластов на трубах, предназначенное для вызова притока, отбора проб пластовой жидкости и газа, очистки прискважинной зоны для интенсификации добычи нефти, оценки газонефтеводосодержания, оценки технического состояния обсадных колонн и цементного кольца за колонной и эффективности проведенных геолого-технических мероприятий, определения основных гидродинамических параметров пластов нефтяных, газовых и гидрогеологических скважин. Испытание пластов на трубах проводят как в открытом стволе, так и в скважине, обсаженной колонной.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 15.201—2000 Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство

ГОСТ Р 51365—2009 (ИСО 10423:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования

ГОСТ Р 52901—2007 Картон гофрированный для упаковки продукции. Технические условия

ГОСТ Р 53240—2008 Скважины поисково-разведочные нефтяные и газовые. Правила проведения испытаний

ГОСТ Р 53678—2009 (ИСО 15156-2:2003) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов

ГОСТ Р 53679—2009 (ИСО 15156-1:2001) Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию

ГОСТ 9.014—78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 26.008—85 Шрифты для надписей, наносимых методом гравирования. Исполнительные размеры

ГОСТ 26.020—80 Шрифты для средств измерений и автоматизации. Начертания и основные размеры

ГОСТ 515—77 Бумага упаковочная битумированная и дегтевая. Технические условия

ГОСТ 633—80 Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. Технические условия

ГОСТ 3560—73 Лента стальная упаковочная. Технические условия

ГОСТ 6465—76 Эмали ПФ-115. Технические условия

Издание официальное

ГОСТ 7918—75 Замки для геологоразведочных бурильных труб диаметром 50 мм. Технические условия

ГОСТ 10354—82 Пленка полиэтиленовая. Технические условия

ГОСТ 10877—76 Масло консервационное К-17. Технические условия

ГОСТ 14192—96 Маркировка грузов

ГОСТ 28487—90 Резьба коническая замковая для элементов бурильных колонн. Профиль. Размеры. Допуски

ГОСТ 28996—91 Оборудование нефтепромысловое устьевое. Термины и определения

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 28996, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **головка устьевая;** ГУ: Устройство с запорным узлом, предназначенное для обвязки устьевых манифольдов, обеспечения безопасных условий проведения работ по гидродинамическому исследованию пластов испытателями пластов на трубах и обеспечения возможности вращения колонны труб без демонтажа устьевого манифольда.

3.2 **испытатель пластов;** ИП: Клапанный механизм гидравлического типа, включающий в себя впускной и уравнительный клапаны, управляемый осевыми перемещениями бурильных или насосно-компрессорных труб, предназначенный для герметичного разобщения полости бурильных труб от затрубного пространства в процессе спуско-подъемных операций, сообщения полости труб с подпакерным пространством для притока флюида из пласта, выравнивания давления в подпакерной и надпакерной зонах скважины при спуско-подъемных операциях и перед снятием пакера с места.

3.3 **клапан впускной;** КВ: Сборочная единица испытателя пластов, предназначенная для управляемого сообщения подпакерного пространства с внутренней полостью колонны труб.

3.4 **клапан уравнительный;** КУ: Вспомогательная сборочная единица испытателя пластов, предназначенная для выравнивания давления в подпакерной и надпакерной зонах скважины в процессе спуско-подъемных операций с комплексом оборудования для испытания пластов на трубах.

3.5 **испытатель пластов на трубах;** ИПТ: Совокупность скважинного и устьевого оборудования, предназначенного для вызова притока, отбора проб пластовой жидкости и газа, оценки газонефтеводосодержания и определения основных гидродинамических параметров пластов нефтяных, газовых и гидрогеологических скважин.

3.6 **манифольд:** Система трубопроводов с необходимым набором запорно-регулирующих устройств, аппаратуры и арматуры, собранная по схеме, определяемой требованиями конкретного технологического процесса.

3.7 **растрескивание под действием сероводорода:** Повреждение металлических материалов под воздействием газожидкостных смесей, содержащих сероводород.

3.8 **хвостовик:** Часть колонны бурильных труб, расположенных ниже фильтра испытательной компоновки, служащая для обеспечения упора колонны с ИПТ на забой и подгонки места установки пакера.

3.9 **штуцер:** Устройство для ограничения потока пластовой жидкости через впускной клапан ИП или запорное устройство.

4 Типы и основные параметры

4.1 ИПТ в зависимости от наружного диаметра его основных функциональных сборочных единиц подразделяются на следующие типоразмеры: 65, 80, 95, 110, 116, 127 и 146 мм.

4.2 В зависимости от геолого-технических условий исследуемого объекта и решаемых задач ИПТ могут применяться как с устройством для опоры на забой (башмак опорный), так и с устройством для опоры на стенки скважины (якорь с соответствующими техническими характеристиками).

4.3 В зависимости от конструкции впускного клапана ИП и других сборочных единиц скважинного оборудования ИПТ подразделяются на неполнопроходные и полнопроходные.

4.4 Неполнопроходные ИПТ предназначены для проведения гидродинамических исследований пластов без возможности пропуска геофизических приборов ниже ИП.

4.5 Полнопроходные ИПТ предназначены для проведения комбинированных исследований с обеспечением пропуска геофизических приборов по всей длине внутренней полости ИПТ начиная от головки устьевой до хвостовика или воронки.

4.6 Внутренний диаметр полнопроходного канала скважинного оборудования ИПТ должен обеспечить пропуск геофизических скважинных приборов с наружным диаметром не более 42 мм в подпакерную зону скважины.

4.7 Конструкция головки устьевой ИПТ должна исключать открытое фонтанирование в процессе исследования пластов и проведения технологических операций по обеспечению замены скважинной жидкости путем прокачки и циркуляции, а также открытия циркуляционного клапана в составе ИПТ и пропуска геофизических приборов через головку устьевую до хвостовика компоновки.

4.8 В головке устьевой ИПТ должна быть предусмотрена возможность определить устьевое давление в колонне труб при закрытом шаровом затворе.

4.9 ИПТ в зависимости от геолого-технических условий исследуемого объекта должен быть оборудован головкой устьевой с шаровым затвором, обеспечивающим герметичность по отношению к окружающей среде при значениях рабочего давления 21, 35, 50, 70, 105 и 140 МПа согласно ГОСТ Р 51365. Технические характеристики головок устьевых представлены в приложении А.

4.10 При значениях рабочего давления на устье выше 50 МПа рекомендуется применять технически более совершенную головку устьевую вертлюжного типа, снабженную встроенным узлом, позволяющим обеспечивать вращение колонны труб с дополнительной динамической осевой нагрузкой не менее 1500 кН без разборки или отсоединения головки устьевой вертлюжного типа от блока манифольда высокого давления или блока дроссельных задвижек противовыбросового оборудования.

4.11 Допускается приводить в исполнение головку устьевую с дополнительными сборочными единицами, обеспечивающими дистанционное управление ее работой с сохранением технических характеристик, приведенных в приложении А.

4.12 Для применения в условиях рабочих давлений на устье свыше 70 МПа головка устьевая обязательно должна быть изготовлена со встроенным вертлюжным механизмом и снабжена гидравлическим дистанционным затвором и предохранительным клапаном, срабатывающим при давлении, превышающем рабочее давление в 1,5 раза.

4.13 Для обеспечения возможности выполнения работ по исследованию скважин с применением ИПТ в условиях высокой пластовой температуры и высокого давления, а также наличия в пласте углекислого газа и сероводорода должно быть предусмотрено исполнение скважинного и устьевого оборудования и труб из коррозионно-стойких и термобаропрочных материалов.

4.14 Скважинное оборудование ИПТ должно иметь варианты исполнения для следующих максимальных значений температуры 120, 150, 180, 200 и 220 °С и для сред с содержанием CO_2 — до 6, CO_2 и H_2S — до 6 и CO_2 и H_2S — до 25 %.

4.15 Для изготовления сборочных единиц ИПТ, предназначенных для работы в сероводородсодержащей среде, при выборе материалов, стойких к растрескиванию под действием сероводорода, рекомендуется руководствоваться стандартами ГОСТ Р 53678 и ГОСТ Р 53679.

Допускается использовать в качестве материала для изготовления сборочных единиц ИПТ марки стали, не регламентируемые указанными стандартами. При этом поставщик оборудования несет ответственность за соответствие технических характеристик продукции условиям ее применения.

4.16 Геолого-технические условия исследуемого объекта должны соответствовать параметрам ИПТ, указанным в таблице 1.

4.17 Основные технические характеристики ИПТ представлены в таблице 2.

5 Технические требования

5.1 Скважинное и устьевое оборудование ИПТ должно быть изготовлено в соответствии с требованиями настоящего стандарта к конструкторской документации, разработанной по ГОСТ Р 15.201.

5.2 Составные части скважинного оборудования ИПТ в условиях перепада давления и температуры, указанных в таблицах 1 и 2, должны сохранять прочность и герметичность.

Таблица 1 — Рабочие условия эксплуатации скважинного оборудования ИПТ

Наружный диаметр ИПТ, мм	Диапазон диаметров обслуживаемых скважин, мм		Значение гидростатического давления, МПа, не более	Температурный ряд окружающей среды, °С
	открытый ствол	обсадная колонна		
65	76—93	89—102	100, 140	120, 150, 180, 200, 220
80	97—112	114—127		
95	118—161	127—178		
110	—	140—178	60, 140	
116	135—171	146—178	100, 140	
127	161—251	178—273		
146	187—295	219—324		

Таблица 2 — Основные технические характеристики ИПТ

Наименование параметра	Наружный диаметр ИПТ, мм						
	65	80	95	110	116	127	146
Длина составной части ИПТ, мм, не более	2600	2600	3000	3000	2500	3300	3300
Масса составной части ИПТ (без сменных и запасных частей), кг, не более	55	100	120	135	170	230	250
Максимальный перепад давления, МПа, не более	35	35	35	35	35	45	35
Максимальная нагрузка на составные части:							
сжимающая осевая, кН	50	60	120	150	150	120	200
растягивающая осевая, кН	150	250	270	300	400	500	700
крутящий момент, Н · м	1000	1800	2500	4000	5000	6500	9000
Диапазон диаметров сменных уплотнительных манжет пакеров, мм (рекомендуемый)	67—82	87—102	109—145	115—155	127—155	145—220	170—270
Присоединительная резьба по ГОСТ 28487, ГОСТ 7918, ГОСТ 633	3-50	3-65 3-66	3-76	3-88 НКТ-73	3-101 3-102	3-101 3-102	3-121 3-122 3-133

5.3 Составные части скважинного оборудования ИПТ, воспринимающие осевые многократные сжимающие и растягивающие усилия, а также одновременно крутящие моменты, должны выдерживать без механических повреждений нагрузки, значения которых приведены в таблице 2.

5.4 В составе скважинного оборудования ИПТ должны быть предусмотрены функциональные сборочные единицы, обеспечивающие открытие и закрытие притока пластовой жидкости в каждом цикле испытания как дозированными осевыми перемещениями колонны труб, так и ее вращением на необходимое количество оборотов согласно техническим характеристикам сборочной единицы. Допускается использовать в конструкции ИП устройства, позволяющие осуществлять управление впускным клапаном ИП затрубным давлением.

5.5 Величина рабочего хода телескопического устройства управления осевыми движениями (раздвижной механизм) колонны труб должна быть не менее 1,0 м.

5.6 ИП гидравлического типа, входящие в состав скважинного оборудования ИПТ, должны быть снабжены гидротормозным устройством, позволяющим регулировать время задержки открытия впускного клапана до 30 мин.

Рабочая жидкость, применяемая в гидротормозных устройствах ИПТ, должна обеспечивать достижение параметров работы оборудования в условиях, приближенных к скважинным.

5.7 Конструкция пакера ИПТ в зависимости от состояния ствола должна обеспечивать проходимость по стволу при значениях коэффициента пакеровки $К_п$ в пределах от 1,06 до 1,18. Коэффициент пакеровки определяется соотношением:

$$К_п = Д_{скв}/Д_{пак}, \quad (1)$$

где $К_п$ — коэффициент пакеровки;

$Д_{скв}$ — диаметр скважины, мм;

$Д_{пак}$ — диаметр резинового уплотнителя пакера, мм.

Для указанных пределов значений коэффициента пакеровки $К_п$ должна обеспечиваться герметичность пакеровки при максимальном перепаде давления на резиновый уплотнитель пакера. Величина перепада давления на резиновый уплотнитель пакера зависит от коэффициента пакеровки $К_п$ и должна соответствовать таблице 3.

Таблица 3 — Зависимость величины перепада давления на резиновый уплотнитель пакера от коэффициента пакеровки $К_п$

ΔP, МПа	≥ 25	< 25	< 15
$К_п$	$1,06 \le К_п \le 1,1$	$1,1 \le К_п \le 1,14$	$1,14 \le К_п \le 1,18$

При перепаде давления более 20 МПа рекомендуется использовать в составе ИПТ двухпакерную компоновку, дополненную распределительным устройством.

Примечание — В открытом стволе сложной конфигурации допускается применять механические пакеры цилиндрического типа с металлическими раздвижными опорами и гидравлические пакеры с надувными резиновыми элементами. Коэффициент пакеровки $К_п$ таких пакеров может достигать значения 1,3 и более. При этом значении $К_п$ пакеры должны обеспечить герметичность перекрытия интервала исследования при перепадах давления свыше 25 МПа.

5.8 Величина эффективного сечения каналов циркуляционных клапанов ИПТ, предназначенных для обеспечения гидравлической связи трубного и затрубного пространств в скважине, должна составлять не менее 0,05 от внутреннего проходного сечения колонны бурильных или насосно-компрессорных труб, используемых для работы с ИПТ. При работе в скважинах, заполненных раствором повышенной плотности (более 1400 кг/м^3), рекомендуется использовать клапан с увеличенным каналом для циркуляции.

5.9 В состав ИПТ, используемого для работы в скважинах глубиной более 2000 м, обязательно должен включаться ясс закрытого типа, в конструкции которого предусмотрено применение маслонаполненного гидротормозного устройства.

5.10 Конструкция устройства для отбора глубинной пробы независимо от типа управляющего механизма должна обеспечивать отбор пробы объемом не менее 0,5 л в один контейнер.

5.11 В состав скважинного оборудования ИПТ любого типоразмера должны входить основные и вспомогательные сборочные единицы. В приложениях Б и В приводятся перечни основного и вспомогательного оборудования в соответствии с [1].

5.12 Количество сменных деталей и расходных материалов, входящих в состав запасных частей и приспособлений, скважинного и устьевого оборудования ИПТ должно быть достаточным для проведения не менее пяти операций по исследованию скважин с применением ИПТ.

6 Требования безопасности и охраны окружающей среды

6.1 Сборка, наладка и ремонт ИПТ (составных частей) должны производиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации ИПТ конкретного типа.

6.2 Эксплуатация ИПТ должна осуществляться только квалифицированными специалистами в соответствии с [1].

6.3 При проведении работ с ИПТ должны соблюдаться правила безопасности в соответствии с ГОСТ Р 53240 (раздел 12).

6.4 Меры по предупреждению осложнений при испытании скважины и охране окружающей среды должны соответствовать ГОСТ Р 53240 (раздел 13).

6.5 При профилактическом ремонте ИПТ со сборкой и с разборкой деталей рекомендуется использовать средства малой механизации и грузоподъемные механизмы.

6.6 Погрузку и разгрузку ИПТ следует выполнять грузоподъемными механизмами в соответствии с инструкциями по эксплуатации.

7 Комплектность и маркировка

7.1 ИПТ по требованию заказчика могут поставляться в полнокомплектном виде, включающем основные и вспомогательные сборочные единицы и устьевое оборудование.

В зависимости от геолого-технических условий применения ИПТ заказчик вправе изменить комплектность поставки по основным и вспомогательным сборочным единицам и запасным частям.

7.2 Допускается поставлять отдельные сборочные единицы для восполнения вышедшего из строя оборудования.

7.3 Независимо от типоразмера должна быть предусмотрена поставка оборудования, предназначенного для эксплуатации при указанных заказчиком термобарических условиях за счет применения соответствующих материалов.

7.4 Маркировку наносят на сборочные единицы ИПТ шрифтом 8-Пр3, наносимым с помощью метода гравирования или ударным способом по ГОСТ 26.008. Маркировка должна быть отчетливой и должна содержать:

1) наименование предприятия-изготовителя и(или) его товарный знак;
2) шифр изделия;
3) заводской номер;
4) размер присоединительной резьбы;
5) дату выпуска.

7.5 Транспортная маркировка, наносимая на тарный ящик, должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ 14192 по трафарету эмалью ПФ-115 черного цвета по ГОСТ 6465, шрифтом 30-Пр3 по ГОСТ 26.020 и должна содержать основные, дополнительные и информационные надписи.

Основные надписи:

- полное наименование грузополучателя;
- пункт назначения.

Дополнительные надписи:

- полное наименование грузоотправителя;
- пункт отправления.

Информационные надписи:

- масса брутто в кг;
- масса нетто в кг.

7.6 Манипуляционные знаки:

- Осторожно;
- Не бросать;
- Беречь от влаги;
- Верх.

8 Упаковка и хранение

8.1 Для хранения и транспортирования металлические поверхности ИПТ, комплекты запасных частей и инструментов подлежат временной противокоррозионной защите изделий по ГОСТ 9.014, применяя консервационное масло К-17 по ГОСТ 10877.

Допускается применять другие консервационные масла, качество которых не ухудшает консервацию в целом.

8.2 Каждую сборочную единицу ИПТ с комплектом сменных и запасных частей должны упаковать в деревянный ящик по ГОСТ 9.014. Внутренняя поверхность каждого тарного ящика должна выстилаться битумированной бумагой по ГОСТ 515.

8.3 Каждую сборочную единицу ИПТ при транспортировании должны укрепить внутри тарного ящика от перемещения картоном гофрированным по ГОСТ Р 52901.

Каждую сборочную единицу ИПТ следует закреплять в тарном ящике неподвижно.

8.4 Все запасные части каждой сборочной единицы должны быть обернуты битумированной бумагой по ГОСТ 515.

8.5 Резиновые детали (кроме резиновых элементов пакера) и эксплуатационные документы следует укладывать в отдельный отсек тарного ящика.

8.6 Эксплуатационная документация должна быть помещена во влагонепроницаемый пакет из полиэтиленовой пленки по ГОСТ 10354. Края пакета следует герметично заваривать и укладывать пакет в тарный ящик вместе с каждой сборочной единицей ИПТ.

8.7 В тарный ящик должен быть вложен упаковочный лист, в котором указывают:

1) наименование изделия;
2) условное обозначение;
3) заводской номер;
4) подпись контролера и упаковщика;
5) дату упаковки.

8.8 Тарный ящик после закрепления крышки обивают лентой стальной упаковочной по ГОСТ 3560.

Приложение А
(справочное)

Технические характеристики головок устьевых

Т а б л и ц а А.1 — Технические характеристики головок устьевых

Показатели					
Максимальное рабочее давление, МПа	35	50	70	105	140
Диаметр проходного канала, мм, не менее	46	46	46	46	46
Допустимая динамическая осевая нагрузка, кН, не менее	700	—	1500	1500	2000
Присоединительная резьба, ГОСТ 28487	З-88	З-147	З-147	З-147	З-147
Наличие узла вращения	—	—	+	+	+
Наличие дистанционного управления	—	—	—	+	+

Приложение Б
(обязательное)

Перечень основных сборочных единиц

Таблица Б.1 — Перечень основных сборочных единиц

Наименование сборочной единицы	Назначение
Башмак опорный; БО	Устройство, предназначенное для предохранения замковой резьбы нижней трубы хвостовика от механических повреждений и снижения давления веса труб на поверхность забоя при открытии впускного клапана
Запорно-поворотный клапан; ЗПК	Клапанный механизм, управляемый вращением бурильных труб, предназначенный для перекрытия притока флюида из пласта в полость бурильных труб в процессе испытания в целях регистрации процесса восстановления пластового давления
Испытатель пластов многоцикловой; ИПМ	Клапанный механизм, предназначенный для многоциклового воздействия на перепад давления (депрессия) на пласт, отбора герметизированной пробы пластового флюида, оценки гидродинамических параметров околоствольной и удаленной зон пластов и их изменения в процессе исследования, очистки и дренирования призабойной зоны пласта, а также для создания требуемого количества открытых и закрытых периодов испытания в целях записи кривых притока и восстановления давления
Клапан циркуляционный; КЦ	Клапанный механизм, предназначенный для сообщения внутренней полости труб с затрубным пространством в целях обеспечения прямой и обратной циркуляции жидкости над клапаном в полости бурильных труб и непосредственно для освобождения колонны труб от жидкости при их подъеме
Контейнер пробоотборный; КП	Устройство, предназначенное для хранения и транспортирования пробы после отбора в нее пластовой жидкости или газоконденсатной смеси из замкнутой полости испытателя пластов или бурильных труб под давлением, при котором отобрана проба из пласта
Пакер механический цилиндрический (или другого типа); ПЦ	Устройство, предназначенное для герметичного перекрытия кольцевого пространства ствола скважины в целях изоляции испытуемого объекта от остальной части ствола
Патрубок приборный; ПП	Укороченная бурильная труба длиной от 1 до 3 м для размещения глубинных регистраторов (манометров), а также для обеспечения установки пакера в скважине над интервалом испытания
Приставка многоцикловая; ПМ	Устройство, предназначенное для многократного перекрытия полости бурильных труб осевым перемещением на дозированную величину
Пробоотборник; ПО	Клапанный механизм гидравлического или механического типа со специальным контейнером или без него, предназначенный для отбора герметизированных проб пластовой жидкости в процессе испытания пласта
Раздвижной механизм; РМ	Устройство, предназначенное для управления клапанной системой многоциклового испытателя пластов
Фильтр; Ф	Устройство, предназначенное для предохранения штуцера и проходных каналов узлов пластоиспытательного оборудования от засорения шламом, а также для размещения глубинных регистрирующих приборов
Ясс; ЯГ	Механизм гидравлического и ударного типов, предназначенный для облегчения снятия пакера после испытания или ликвидации прихвата хвостовика или пакера

Приложение В
(обязательное)

Перечень вспомогательных сборочных единиц

Таблица В.1 — Перечень вспомогательных сборочных единиц

Наименование сборочной единицы	Назначение
Замок безопасный; ЗБ	Устройство, предназначенное для аварийного отсоединения колонны бурильных труб в случае прихвата нижерасположенного инструмента
Механизм направляющий; МНУ	Устройство, предназначенное для обеспечения движения хвостовика в искривленных участках скважины при спуске ИПТ с возможностью упора на забой скважины
Отсекатель потока; ОП	Устройство, предназначенное для перекрытия внутренней полости бурильных труб в аварийных ситуациях при нарушении герметизации в устьевом оборудовании скважины
Пакер механический цилиндрический с обратным клапаном; ПЦО	Устройство, предназначенное для герметизации интервала испытания от остальной части скважины в процессе селективного испытания пластов
Патрубок реперный; ПР	Укороченная бурильная труба, устанавливаемая выше циркуляционного клапана и предназначенная для привязки пакера с якорем к интервалу пласта при исследовании глубоких скважин
Переводник левый; ПЛ	Устройство, предназначенное для аварийного отсоединения колонны бурильных труб и сборочных единиц ИПТ в случае прихвата хвостовика или пакера
Распределительное устройство; РУ	Устройство, предназначенное для разделения перепада давления в заданном соотношении между двумя пакерами при испытании глубокозалегающих пластов
Устройство раздельного вращения колонны бурильных труб; УРВ	Механизм, предназначенный для обеспечения вращения колонны бурильных труб с оборудованием в процессе открытых и закрытых периодов испытания в целях предотвращения «прихвата» оборудования
Устройство уравнительное; УУ	Механизм, предназначенный для выравнивания давления в подпакерной и межпакерной зонах скважины при селективном испытании пластов
Якорь; ЯК	Устройство, обеспечивающее опору на стенки скважины ИПТ

Библиография

[1] РД 153-39.0-062—00 Техническая инструкция по испытанию пластов инструментами на трубах

УДК 622.244.6 ОКС 75.180.10 ОКП 43 1744 П67

Ключевые слова: комплекс оборудования для испытания пластов на трубах, скважинное и устьевое оборудование, отсекатель потока, пакер цилиндрический, пробоотборник, фильтр, газонефтеводосодержание, гидродинамический параметр пласта, нефтяные, газовые, гидрогеологические скважины

Редактор *Г.В. Зотова*
Технический редактор *Н.С. Гришанова*
Корректор *Р.А. Ментова*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 15.04.2013. Подписано в печать 27.05.2013. Формат 60 × 84 1/8. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 1,86. Уч.-изд. л. 1,20. Тираж 98 экз. Зак. 516.

ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru
Набрано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» на ПЭВМ.
Отпечатано в филиале ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ» — тип. «Московский печатник», 105062 Москва, Лялин пер., 6.

gost.e-ecolog.ru