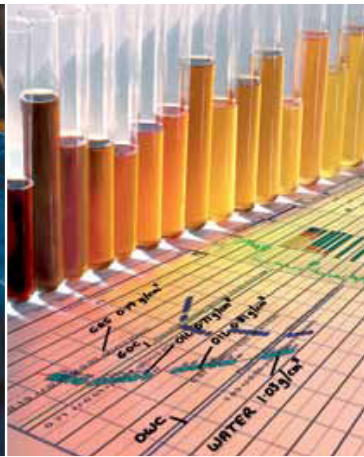


Schlumberger

Каталог услуг ГИС и ПВР



Schlumberger

Каталог услуг ГИС и ПВР

Оглавление

Введение.....	1
Введение.....	3
Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды.....	5
Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды.....	7
Заявление о принципах охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды	8
Наземные системы регистрации.....	10
Наземные системы регистрации и построения изображений.....	12
Передача данных.....	13
Система контроля и передачи данных в режиме реального времени InterACT.....	13
Форматы данных.....	14
Телеметрические системы.....	14
Геофизические станции.....	15
Передвижная геофизическая станция OSLC.....	15
Наземная геофизическая станция UPL.....	15
Морские станции с кабелем прочностью 18 000 и 26 000 фунт-силы... ..	15
Системы спуска геофизических приборов на высокопрочном кабеле.....	17
Комплексные системы спуска геофизических приборов.....	17
Программа для планирования работ Well Conveyance Planner.....	17
Спуск в скважины с высоким давлением и высокой температурой... ..	18
Повышение прочности кабеля.....	18
Совершенствование наземного оборудования.....	19
Совершенствование телеметрических систем и питания приборов	19
Композитный кабель с балансировкой крутящего момента TuffLINE.....	21
Скважинные тракторы UltraTRAC и UltraTRAC Mono	22
Скважинные тракторы для обсаженных скважин TuffTRAC и TuffTRAC Mono	24
Скважинный трактор.....	26
Системы доставки приборов на забой.....	27
Каротаж в процессе ловильных работ (LWF).....	27
Система каротажа на трубах с кабелем (TLC)	27
Каротаж на ГНКГ (Coil Tubing)	27
Измерение глубины	28
Аппаратные комплексы ГИС.....	30
Комплекс приборов ГИС для детального изучения свойств пород и пластовых флюидов (Scanner Family)	32
Применение комплекса Scanner в открытом стволе.....	32
Приборы Scanner для проведения исследований в обсаженном стволе	33
Аппаратный комплекс ГИС в открытом стволе – Platform Express.....	37
Геофизические исследования скважин через долото. Платформа ThruBit	39
Универсальная платформа малого диаметра Multi Express для оценки ФЕС коллекторов.....	42
Аппаратный комплекс Xtreme для условий высоких давлений и температур (НРПТ)	45
Аппаратный комплекс SlimXtreme для применения в малогабаритных скважинах в условиях высоких температур и давления.....	48

PL Комплекс ГИС для оценки пористости и определения литологии.....	51
Комплексы ГИС для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов в обсаженной скважине.....	53
Carbonate Advisor – Анализ петрофизических свойств и характеристик продуктивности.....	57
DecisionXpress: система петрофизической оценки.....	58
Электромагнитный метод глубокого сканирования пород (DeepLook-EM). Метод межскважинного электромагнитного просвечивания.....	59
Комплекс аппаратуры промышленного каротажа PS Platform.....	61
Метод диэлектрической дисперсии.....	65
Dielectric Scanner - Многочастотный метод диэлектрической дисперсии...	67
Приборы электрометрии.....	70
Rt Scanner - прибор тиаксиального индукционного зондирования.....	72
Многозондовые приборы индукционного каротажа семейства АИТ.....	74
Многозондовый индукционный прибор (АИТ).....	74
Многозондовый индукционный прибор для комплекса PlatformExpress	74
Многозондовый индукционный прибор для неблагоприятных условий..	74
Многозондовый индукционный прибор для комплекса SlimXtreme...	74
Приборы бокового каротажа.....	76
Азимутальный имиджер сопротивлений (ARI).....	76
Многозондовый прибор бокового каротажа высокого разрешения (HRLA).....	76
Прибор азимутального бокового каротажа высокого разрешения (HALS).....	76
Приборы микробокового каротажа.....	78
Микробоковой каротаж со сферической фокусировкой (MicroSFL)...	78
Микробоковой каротаж с цилиндрической фокусировкой (MCFL)....	78
Каверномер PCD с микрозондами.....	78
Приборы для определения УЭС пород в обсаженных скважинах CHFR-Plus, CHFR-Slim.....	80
Проведение измерений.....	80
Приборы Радиометрии.....	83
Приборы гамма-каротажа.....	85
Приборы гамма-спектрометрического каротажа.....	87
Гамма-спектрометрия естественного излучения (NGS).....	87
Прибор спектрометрического гамма-каротажа для неблагоприятных условий (HNGS).....	87
Спектрометрия высокого разрешения Litho Scanner.....	89
Прибор нейтрон-гамма спектрометрии ECS.....	91
Приборы нейтрон-нейтронного каротажа.....	93
Компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж (CNL).....	93
Интегрированный зонд гамма-каротажа и нейтрон-нейтронного каротажа.....	93
Прибор компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа комплекса SlimXtreme.....	93
Система измерения пористости в обсаженных скважинах (CHFP)....	94
Приборы импульсного нейтронного каротажа.....	95

Прибор импульсного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым и не-тепловым нейтронам APS.....	95
Прибор импульсного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым и не-тепловым нейтронам для неблагоприятных условий.....	95
Приборы импульсного нейтрон-гамма каротажа для оценки насыщения пласта RSTPro	97
Приборы гамма-гамма плотностного каротажа	99
Трехзондовый прибор литоплотностного каротажа	99
Прибор литоплотностного каротажа для неблагоприятных условий ..	100
Прибор литоплотностного каротажа для комплекса SlimXtreme.....	100
Приборы ядерно-магнитного каротажа	103
MR Scanner – прибор ядерно-магнитного зондирования.....	105
Комбинируемый прибор ядерно-магнитного каротажа в сильном поле CMR-Plus	107
Приборы акустического каротажа.....	110
Кросс-дипольное широкополосное акустическое сканирование Sonic Scanner	112
Каротаж через долото, кросс-дипольный акустический каротаж	114
Прибор дипольного волнового акустического каротажа (DSI)	116
Монопольные акустические приборы.....	118
Прибор цифрового акустического каротажа.....	118
Прибор волнового акустического каротажа для скважин малого диаметра.....	118
Пластовое высокоразрешающее сканирование и наклонометрия.....	121
Quanta Geo Сервис: Фотореалистические изображения пласта	123
FMI-HD Электрический микроимиджер высокого разрешения.....	126
FMI – Высокоразрешающий азимутальный электрический скважинный имиджер	128
UBI-Ультразвуковой высокоразрешающий скважинный имиджер	131
OBMI – Пластовый микроимиджер для непроводящей среды.....	133
Приборы Инклинометрии.....	136
GRIT Скважинный инклинометр.....	138
Приборы и системы сейсмического сканирования	141
Q-Borehole Комплексная система скважинной сейсморазведки	143
Универсальный сейсмический зонд VSI.....	143
Система сейсмической навигации и позиционирования SWINGS.....	145
Регулятор сейсмоисточника TRISOR.....	146
Система Q-Borehole.....	147
Метод глубокого сканирования пород при помощи межскважинного сейсмического просвечивания.....	148
CSI Комбинируемый сейсмический сканер.....	150
Q-Borehole Explorer Высокопроизводительная виброустановка на колесной базе с широкополосным выходом сейсмического сигнала	152
Иные наземные сейсмоисточники.....	153
Морские источники сейсмических колебаний	154
Испытание пластов и отбор проб пластовых флюидов	156

Модульные динамические испытатели пластов MDT Forte (для работы в сложных условиях) и MDT Forte-HT (для работы в высокотемпературных условиях)	158
MDT Модульный динамический испытатель пластов на кабеле	161
Радиальный зонд Saturn 3D	163
Quicksilver Probe* Пробоотборник пластоиспытателя на кабеле	165
Комплексный анализатор флюида InSitu Fluid Analyzer. Скважинная система анализа пластового флюида в режиме реального времени	167
Датчики состава флюида и содержания CO ₂	167
Датчик газового фактора	167
Датчик цвета флюида	167
Датчик плотности флюида	167
Датчик вязкости флюида	168
Датчик флуоресценции флюида	168
Датчик pH	168
Датчик удельного электрического сопротивления	168
Датчики давления и температуры	168
Профилерование характеристик пластового флюида	169
InSitu Pro ПО для оперативного контроля качества и интерпретации	171
Высокотехнологические модули испытателей пластов MDT	172
Двойной пакер	172
Двухзондовый измерительный модуль	174
Модуль регулятора дебита	175
Глубинный насос (модуль откачки/закачки жидкости)	176
Оптический анализатор флюида LFA	177
Оптический анализатор компонентного состава CFA	178
Отбор проб аппаратурой MDT при малом ударном воздействии (Low Shock PVT sampling)	179
Мультипробоотборный модуль MDT	180
PressureXpress-HT Высокотемпературный прибор для быстрых замеров пластового давления	181
PressureXpress: прибор для быстрых замеров пластового давления в процессе проведения каротажа	183
Испытатель пластов многократного действия для скважин малого диаметра SRFT	185
Динамический испытатель пластов на кабелев обсаженных скважинах CHDT	187
XL-Rock Боковой грунтонос сверлящего типа для отбора керна большого размера	189
Механический боковой грунтонос MSCT	191
Боковой стреляющий грунтонос CST	192
Оценка состояния ствола скважины	195
Isolation Scanner: прибор для оценки цементирования	197
Оценка качества цементирования обсадной колонны. Акустические цементомеры	199
Прибор АК малого диаметра SlimXtreme	199
Цементограмма с использованием цифрового прибора АК	199
Цементограмма с использованием прибора АК для скважин с неблагоприятными условиями	200
Акустический цементомер малого диаметра	200

Акустический цементомер малого диаметра с запоминающим устройством.....	200
Прибор ультразвукового сканирования USI.....	202
EM Pipe Scanner Электромагнитный прибор проверки состояния обсадных колонн	204
Контроль коррозии обсадных труб.....	206
Ультразвуковой сканер обсадной колонны UCI.....	206
Многорычажный сканирующий прибор комплекса PS Platform.....	208
Приборы промышленного каротажа.....	211
Flow Scanner: система геофизических исследований в эксплуатационных горизонтальных и наклонных скважинах	213
Комплекс аппаратуры промышленного каротажа PS Platform.....	215
Прибор для определения насыщенности коллектора флюидами RSTPro....	218
Исследование притока воды WFL прибором для определения насыщенности коллектора флюидами RSTPro.....	218
Прибор RSTPro с активацией кремния	219
CPLT Комбинируемый прибор промышленно-геофизических исследований...	220
Комбинируемый зонд гамма-каротажа.....	221
Зонд для определения фазовой скорости.....	222
FloView – прибор для измерения объемного содержания воды.....	224
Прибор изотопной спектроскопии.....	225
Прострелочно-взрывная Аппаратура.....	227
SPAN Rock Анализ результатов ПВП в напряженных породах и заряды премиум-класса производства Schlumberger	229
Глубокопроникающие кумулятивные заряды PowerJet Nova.....	230
Глубокопроникающие кумулятивные заряды PowerJet Omega	230
Перфорационные заряды PFrac Nova для интенсификации притока...	230
Кумулятивные заряды для отверстий большого диаметра PowerFlow ...	230
Взрывчатые вещества для ПВП	231
Взрывчатые вещества для ПВП	231
Перфорационные системы и заряды.....	232
Капсульные перфорационные системы.....	232
Перфорационная система Enerjet с одноразовым ленточным каркасом	232
Перфорационная система Pivot Gun для спуска через НКТ.....	232
Перфорационная система PowerSpiral со спиральной фазировкой зарядов.....	233
Корпусные перфорационные системы	234
Перфорационные системы с высокой плотностью зарядов (HSD)....	234
Перфорационная система Fractal для многоступенчатого воздействия на пласт	234
Перфорационная система Frac Gun для многоступенчатого ГПП....	234
Технология перфорации для получения чистых перфорационных каналов (PURE)	237
Системы детонации	239
Электронный детонатор Secure2, защищенный от радиочастотного воздействия	239
Прострелочно-взрывное оборудование семейства S.A.F.E.....	239
Селективная перфо-система с электронным ключом инициации (ASFS) ...	241
Перфорационное вспомогательное оборудование	242

Локатор муфт обсадной колонны	242
Универсальный прибор для привязки и перфорации (UPCT)	243
Прибор привязки ПВА по показаниям гамма-каротажа (PGGT)	244
Геофизическая перфорационная платформа	245
Кабельный прибор ориентирования перфораторов	247
Устройства позиционирования перфораторов, спускаемых через НКГ.....	248
Магнитное позиционирующее устройство	248
Пружинное позиционирующее устройство	248
Кабельный прибор для заякоривания перфораторов	249
Труборезы для обсадных труб и НКГ	250
Кумулятивный позиционируемый труборез	250
Перфораторы для проведения аварийных работ	251
Обустройство скважины	253
ReSOLVE Услуга по проведению геофизических работ на кабеле с контрольно-измерительной аппаратурой	255
Линейный исполнительный механизм с высоким значением усилия ..	255
Универсальный селективный толкатель	256
Невзрывной посадочный инструмент	256
Фрезерный инструмент	256
Устройство для установки пакера в обсадной колонне	258
Шламоуловитель	259
Механическое устройство для установки заглушки PosiSet	260
Вспомогательные измерительные приборы и другие устройства	263
Кавернометрия	265
Вспомогательный переводник для измерения силы сжатия/растяжения ...	266
Зонд для определения скважинных условий	267
Устройство индикации свободной точки (FPIT)	269
Электромагнитный ловильный инструмент с корреляцией глубины CERT ...	270

Schlumberger

Введение

Введение

В начале 20-го века Конрад и Марсель Шлюмберже экспериментировали с наземными электрическими измерениями для изучения строения недр Земли. В 1927 г они провели первый эксперимент по электрическим измерениям в нефтяной скважине, принадлежавшей компании «Пешельбронн» во Франции.

В результате была записана первая каротажная диаграмма, доказавшая возможность выделения вскрытых скважиной геологических формаций по электрическим измерениям. Электрический каротаж стал основным инструментом для поиска нефти там, где ранее полагались лишь на изучение образцов шлама и керна.

Прошли годы, и компания Schlumberger стала ведущим мировым поставщиком технологий, услуг по комплексному управлению проектами и информационных решений для нефтяных и газовых компаний во всех уголках мира. Штат компании Schlumberger состоит примерно из 123 тыс. специалистов более 140 национальностей, работающих в более чем 85 странах мира. Schlumberger предлагает самый широкий спектр продуктов и услуг, от геологоразведки до добычи.

Schlumberger – это глобальная сервисная компания, обслуживающая региональные рынки сбыта – сеть «Геомаркетов» (GeoMarket*), разделенных по географическому признаку. Для выполнения любых промысловых работ заказчику достаточно обратиться в региональный центр соответствующего «Геомаркета» компании Schlumberger, при этом в каждом регионе имеется достаточное количество ресурсов для удовлетворения потребностей заказчиков и разработки индивидуальных решений. В каждом регионе представлено 15 линеек продуктов Schlumberger, а региональные центры Schlumberger служат надежными проводниками научно-технической информации, и объединяют усилия инженеров, геологов и геофизиков компании Schlumberger для предоставления услуг на всех этапах разработки месторождений.

Своевременное получение информации – важнейшее условие для успешной работы нефтегазодобывающих предприятий. Геофизические данные, получаемые Schlumberger, передаются заказчикам в режиме реального времени по сети «Интернет» и системам спутниковой связи. Это обеспечивает оперативность и высокое качество принимаемых решений.

По мере строительства все большего количества глубоководных скважин, в условиях высокого давления и высокой температуры, расширяется и рабочий диапазон каротажных приборов. В результате, по своей надежности и качеству приборы для тяжелых условий работы не уступают приборам для работы в обычных скважинах. Все более усложняется и геометрия скважин, чтобы справиться с такими задачами, большинство современных каротажных приборов выпускаются для спуска на бурительных трубах, ГНКГ или скважинных тракторах. Это обеспечивает работоспособность в широком диапазоне скважинных условий.

Нефтяные месторождения стареют, поэтому растет потребность в проведении работ по оценке старых скважин. Schlumberger предлагает услуги по оценке характеристик пласта в обсаженных скважинах, включая измерения, проводившиеся ранее только в открытых стволах. В более широком смысле, процесс принятия решений о реализации проектов по увеличению нефтеотдачи в масштабе месторождений основывается на результатах измерений, которые используются, как для технико-экономического обоснования работ, так и для опытных проектов по изучению взаимодействия закачиваемых реагентов с пластическими флюидами в непрерывно меняющихся скважинных условиях.

Для диагностики и наблюдения за технологическими показателями работы скважин все чаще применяют промыслово-геофизические исследования, методы оценки качества цемента и степени коррозии, методы радиоактивного каротажа, которые проводятся

уже после спуска обсадной колонны. Комплекс услуг Schlumberger по исследованиям в добывающих скважинах разрабатывается с учетом требований по безопасности, надежности и высокому качеству работ. Основное внимание при разработке новых перфорационных систем уделялось максимальному увеличению притока за счет применения наиболее глубокопроникающих кумулятивных зарядов для напряженных пород, сохраняющие высокие характеристики в скважинах с высоким давлением и температурой. Услуги в каталоге объединены в группы по типам применения. Каждая услуга снабжена кратким описанием, характеристиками измерений и механическими характеристиками. Для дополнительной информации об услугах по подготовке планов ГИС с учетом индивидуальных требований обратитесь к представителю компании Schlumberger.

Schlumberger

**Охрана труда, техника
безопасности и охрана
окружающей среды**

Охрана труда, техника безопасности и охрана окружающей среды

Компания Schlumberger на протяжении многих лет придерживается самых высоких стандартов в области техники безопасности и охраны труда своих работников, клиентов и подрядчиков, а также в области защиты окружающей среды везде, где мы живем и работаем.

Система управления ОТ, ТБ и ООС

Система управления ОТ, ТБ и ООС определяет принципы, которым мы следуем в нашей работе во всем мире, охраняя здоровье работников, обеспечивая безопасность на производстве и защиту окружающей среды.

Руководство компании доводит принципы ОТ, ТБ и ООС до всех работников, клиентов и подрядчиков, а также до всех третьих сторон, связанных с нашей деятельностью, и каждое подразделение Schlumberger должно

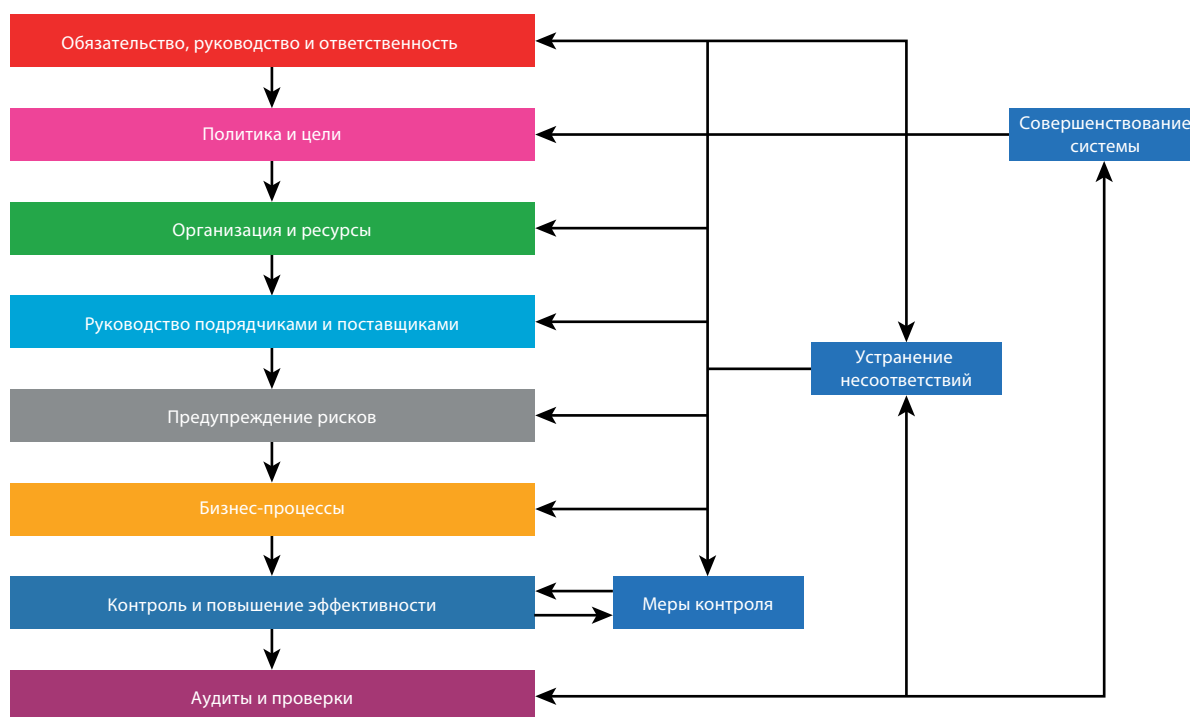
на деле продемонстрировать соответствие требованиям системы.

Система управления ОТ, ТБ и ООС состоит из восьми взаимосвязанных элементов:

- обязательство, руководство и ответственность;
- политика и цели;
- организация и ресурсы;
- руководство подрядчиками и поставщиками;
- предупреждение рисков;
- бизнес-процессы;
- контроль и повышение эффективности;
- аудиты и проверки.

Система постоянно совершенствуется за счет проведения проверок соответствия:

- повседневных стандартов и процедур (мер контроля);
- системы управления (устранение несоответствий);
- посредством внесения изменений в систему управления (совершенствование системы).



Заявление о принципах охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды

Заявление Главного исполнительного директора Schlumberger Паала Кибсгаарда

Многолетняя успешная деятельность компании Schlumberger зависит от наших усилий по постоянному повышению качества услуг и продуктов, при условии строгого соблюдения требований по защите людей и окружающей среды. Необходимо сосредоточить наше внимание на вопросах охраны здоровья, производственной безопасности, охраны окружающей среды, повышении качества и поддержании репутации нашей компании. Приверженность этим принципам соответствует интересам наших клиентов, наших сотрудников и подрядчиков, акционеров и населения регионов, где мы живем и работаем.

От всех своих сотрудников и подрядчиков компания Schlumberger требует активного участия и личной ответственности в вопросах обеспечения качества, охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды. Руководители производств выполняют роль лидеров, отвечающих за информирование и выполнение требований политик и стандартов по обеспечению качества, охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды. Мы заявляем о нашей приверженности следующим принципам:

- Охранять здоровье, обеспечивать производственную и личную безопасность всех наших сотрудников в любое время;
- Принимать меры по устранению несоответствий и последствий инцидентов, связанных с нарушениями правил охраны труда, техники безопасности и охраны окружающей среды;
- Выполнять требования Заказчика и соответствовать его ожиданиям;
- При помощи высокоэффективной системы управления ставить цели и задачи в области обеспечения качества, охраны труда и защиты окружающей среды, измерять достигнутые результаты, производить оценку и постоянное совершенствование производственных процессов, качества услуг и продуктов;
- Планировать, реагировать и ликвидировать последствия чрезвычайных ситуаций, кризисов и вынужденных перерывов в производственно-хозяйственной деятельности;
- Принять меры по снижению негативного воздействия на окружающую среду за счет предотвращения загрязнения, снижения потребления природных ресурсов и сокращения объемов выбросов, снижения количества отходов и повторного использования отходов;
- При проектировании и разработке продуктов и услуг применять технические знания, чтобы обеспечить соблюдение всех требований по охране труда, технике безопасности и охране окружающей среды;
- Доводить до сведения всех заинтересованных сторон наши принципы, стандарты, программы и показатели в области обеспечения качества, охраны труда и окружающей среды. Награждать сотрудников за достижения в области обеспечения качества, охраны труда и окружающей среды;
- Достигать высоких результатов в областях, актуальных для заинтересованных сторон и являющихся объектами глобального внимания, информировать заинтересованные стороны об успешном выполнении наших программ и инициатив по обеспечению качества, охране труда и защите окружающей среды.

Данные принципы будут регулярно пересматриваться для сохранения их актуальности. Перечисленные выше обязательства являются дополнениями к нашему основному обязательству, которое заключается в следовании стандартам Schlumberger и соблюдении требований законодательства и нормативных документов, действующих на месте выполнения работ. Это - важнейшее условие успеха, которое обеспечивает минимальный уровень любого рода убытков и укрепляет репутацию нашей компании в глазах всех заинтересованных сторон.

Паал Кибсгаард
Главный исполнительный директор
Последняя редакция: 14 декабря 2011 г.

Schlumberger

Наземные системы регистрации

Наземные системы регистрации и построения изображений

Все геофизические станции нового поколения Schlumberger оснащены новейшей системой регистрации данных eWAFE. В отличие от системы регистрации MAXIS*, модульная система eWAFE имеет универсальную архитектуру с резервированием, что обеспечивает совместимость и возможность спуска новейших и самых сложных компоновок приборов, выпускаемых компанией Schlumberger. В полной конфигурации система имеет восемь программируемых универсальных модулей питания (UPM) большой емкости, обеспечивающих одновременную подачу электроэнергии нескольких видов (переменный ток, постоянный ток, специальный ток приборов EMEH, трехфазный переменный ток), при этом

выходная мощность увеличена в 3 раза по сравнению с системой MAXIS. В случае отказа одного из основных модулей, встроенный резервный модуль может быть активирован инженером с минимальной потерей времени

Система eWAFE обеспечивает связь скважинных приборов с высокопроизводительными процессорами модульной системы MAXIS (MCM), предназначенными для сбора и записи данных, при помощи интегрированного промышленного ПО MaxWell*. Функционал ПО MaxWell обеспечивает сбор данных и возможность управления прибором, воспроизведение данных в режиме реального времени. Возможности MaxWell по анализу полученных данных сопоставимы с возможностями центра

обработки данных, а для передачи данных в режиме реального времени используется спутниковый канал или встроенный модуль связи системы eWAFE. В сочетании с глобальной системой контроля и передачи данных в режиме реального времени InterACT*, система eWAFE обеспечивает защищенную передачу геофизических данных, использующихся для своевременного принятия технических решений по разработке пласта или эксплуатации скважины.

Передача данных

Компания Schlumberger придает большое значение безопасной и быстрой передаче полученных на промысле данных конечному пользователю. Для этого компания Schlumberger располагает опробованной глобальной сетью передачи данных, которая позволяет надежно, безопасно и эффективно передавать данные с удаленных объектов. Со скважин данные могут быть переданы по электронной почте, факсу или с помощью сервера FTP. Фирменная система InterACT позволяет получать доступ к данным в режиме реального времени с помощью Web-браузера. Система InterACT поддерживает:

- передачу данных ГИС, буровых работ и работ по гидравлическому разрыву пласта (ГРП) в масштабе реального времени
- использование данных проекта со всеми заинтересованными сторонами
- все данные проекта, собранные в одном месте, независимо от того, кто является получателем.

Система контроля и передачи данных в режиме реального времени InterACT

Система контроля и передачи данных в реальном времени InterACT является удобной для пользователей системой, не требующей установки специального программного обеспечения. С помощью подключения к Интернет или внутрикорпоративной сети данные передаются на стационарный компьютер или просматриваются с использованием интерактивных

настраиваемых средств просмотра графики на персональном компьютере или мобильных устройствах iPhone® и iPad®. Поступающие в режиме реального времени данные могут автоматически и непрерывно поступать и просматриваться с помощью компьютеров или мобильных устройств пользователя.

Промысловый инженер просто выгружает графические или цифровые данные на web-сайт InterACT, чтобы удаленные пользователи могли просматривать или анализировать данные в режиме реального времени. Поддерживаются форматы Digital Log Information Standard (DLIS), LOG ASCII Standard (LAS) и American Standard Code for Information Interchange (ASCII) для числовых данных и Picture Description System (PDS), Tagged Image File Format (TIFF) или любой другой тип файлов для графических данных. Встроенная программа просмотра графики каротажа позволяет просматривать и оперировать данными ГИС. Например, при просмотре одного и того же каротажа можно одновременно просматривать данные ГИС и бурения.

При таких работах, как отбор пластовых проб специалисты практически с любой точки могут совместно обсуждать, просматривать или интерпретировать данные в режиме реального времени для принятия оперативных решений в критических случаях.

Наиболее сложной частью передачи данных является пересылка данных с удаленного промыслового объекта. Поскольку местные системы связи в некоторых районах могут быть ненадежными, компания Schlumberger использует собственные протоколы

передачи данных для обеспечения их надежной передачи. Для повышения эффективности передачи зашифрованные данные архивируются, и в случае разрыва связи возможно их автоматическое восстановление. Такой высоконадежный процесс передачи данных позволяет использовать технологию InterACT даже в районах с примитивными каналами связи.

Система передачи данных InterACT использует самые лучшие в этом классе стандарты безопасности, как для аппаратного, так и для программного обеспечения. Для передачи данных используется 128-битная система паролей Secure Sockets Layer (SSL). Эта система удовлетворяет стандарты отрасли в области безопасности, что сводит до минимума риск раскрытия данных. Если предпочтительно использовать только внутрикорпоративную сеть, то компания Schlumberger может установить и обслуживать систему в офисе клиента.

Для доступа партнеров к полученным данным реализуется тот же принцип, что используется для внутренней связи членов группы. Поскольку данные централизованно находятся в системе базы данных, то не требуется постоянных обновлений и распределения информации. Партнеры имеют доступ к выделенным данным с согласия компании-оператора.

Форматы данных

Интегрированный программный пакет для сбора нефтепромысловых данных MaxWell создает и записывает данные в трёх стандартных форматах, принятых в нефтедобывающей отрасли:

- DLIS – изначально разработанный компанией Schlumberger, как формат для работы с каротажными данными — Log Information Standard (LIS), сегодня формат DLIS является стандартным форматом для сбора всех скважинных данных.
- LAS и ASCII – этот сжатый набор данных регулярно используется для интерпретации, выполняемой на стандартных ПК, и совместим, как с собственным программным обеспечением заказчиков, так и имеющимся в продаже программным обеспечением.
- Формат PDF – этот формат файлов для цифровых изображений используется для представления графических данных, операций с данными, и вывода на печать графиков данных и диаграмм каротажа.

По требованию заказчика могут быть созданы другие нестандартные форматы.

Телеметрические системы

Телеметрическая система – это канал связи, через который данные от геофизической компоновки передаются на поверхность в систему регистрации и обработки.

Высокоскоростная цифровая телеметрическая система (Enhanced Digital Telemetry System, EDTS) использует приборную шину высокой скорости (Enhanced Fast Tool Bus, EFTB) скважинных приборов, что позволяет передавать на поверхность данные со скоростью до 2 Мб/с. Системы EDTS и EFTB версии 2.0 имеют вдвое большую скорость передачи данных (до 4 Мб/с) и совместимость со всеми существующими системами EDTS и EFTB. Это дает 40%-ное повышение пропускной способности по сравнению с кабельной телеметрической системой первого поколения (Cable Telemetry System, CTS). Вместе с новейшим 7-жильным геофизическим кабелем (с проводниками калибров AWG 18 и AWG 16 и полимерной оболочкой нового поколения), системы EDTS 2.0 и EFTB 2.0 используют новейший протокол обнаружения и устранения ошибок, позволяющий повысить скорость передачи данных в кабелях с длиной более 12 200 м (40 000 футов) при минимальной частоте ошибок.

Среднескоростная телеметрическая система для (Monocable Telemetry System, MTS) рассчитана на применение одножильного или коаксиального кабеля в обсаженных скважинах. MTS — это одноканальная телеметрическая система с квадратурной AM (QAM), обеспечивающая скорость передачи данных от 10 до 100 Кб/с. Телеметрическая система MTS поставляется в виде отдельного скважинного прибора, также может быть встроенной в геофизический прибор, использующий протокол MTS.

Низкоскоростная телеметрическая система (Low-Bandwidth Telemetry System, LTS) — это новейшее дополнение, призванное расширить возможности телеметрических систем в области низких скоростей передачи данных, необходимых для особых областей применения. Скорость передачи данных телеметрической системы LTS – от нескольких сотен бит до 10 Кб/с. LTS работает параллельно с основными телеметрическими системами EDTS и MTS, её аппаратная часть встроена в скважинные приборы.

Характеристики

	Телеметрический блок EDTC-H
Макс. рабочая температура	204°C [400°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]
	207 МПа [30 000 psi]
Наружный диаметр	9,21 см [3,625 дюйма]

Геофизические станции

Передвижная геофизическая станция OSLC

Передвижная геофизическая станция (OSLC) предназначена для выполнения ГИС в открытых и обсаженных стволах. Основная особенность конструкции этой комплексной полнофункциональной каротажной станции заключается в компактном размере автоплатформы, при этом на станции имеется достаточное количество кабеля за счет использования стандартных барабанов лебедки большой емкости (WDR). Все это позволяет выполнять полный спектр геофизических исследований при помощи транспортного средства средних размеров. Геофизическая станция OSLC, также обладает отличной проходимостью, которая обеспечивается колесной формулой 6×4. Компоновка кабины позволяет оператору лебедки и инженеру работать лицом к подъемнику.

Все три варианта OSLC оборудованы полностью резервированной системой регистрации eWAFE и могут иметь на борту до 8 500 м (28 000 футов) стандартного кабеля 7-46 или 8 080 м (26 500 футов) высокопрочного 7-жильного кабеля на барабане WDR-42.

- Геофизическая станция OSLC-G построена на шасси грузовых автомобилей Renault K 380 с колесной формулой 6×4, соответствующих нормам выбросов Euro 5 для работы в Европе или Euro 3 для работы за пределами Европы и Северной Америки.
- OSLC-H является аналогом станции на шасси грузовых автомобилей North American, соответствующих нормам выбросов 2007 г., установленным Агентством по охране окружающей среды США, а также нормам выбросов 2010 г. Станция построена на шасси Kenworth T800 с колесной формулой 6 × 4.

- Станция OSLC-F аналогична OSLC-G. Она построена на шасси грузового автомобиля Renault K 380 с колесной формулой 6×6 и оборудована двигателями, отвечающими нормам Euro 3. Данная станция предназначена для работы на бездорожье в условиях пустынь.

Наземная геофизическая станция UPL

Наземная геофизическая станция последнего поколения относится к классу модульных (UPL), она оборудована системой eWAFE (с возможностью модернизации для обеспечения полного резервирования системы) и каротажной кабиной средних размеров. Специальная конструкция нижней рамы позволяет устанавливать кабину на различные шасси. Модульная конструкция обеспечивает соответствие поставляемых на экспорт станций UPL экологическим требованиям, принятым в различных регионах мира. Установка кабины на шасси производится на месте, на доступное и отвечающее требованиям транспортное средство. Это позволяет свести на нет любые задержки, связанные с таможенной очисткой и проверкой соблюдения норм выбросов, которые возникают в случае применения геофизических станций неразборной конструкции. Установка станций на шасси для работы в Северной Америке производится в США, для работы в Юго-восточной Азии (с правосторонним расположением руля) — в Австралии, для работы в других регионах — во Франции. Станции UPL разработаны для замены наземных станций (MSLC) MAXIS Express* и имеют аналогичные технические характеристики: шасси 4×4 или 4×2, длина стандартного каротажного кабеля 7-46 на барабане WDR-56 — 4 880 м (16 000 футов), проведение большинства видов ГИС в открытом и обсаженном стволе.

Морские станции с кабелем прочностью 18 000 и 26 000 фунт-силы

Модульные морские блочные станции Schlumberger, предназначенные для тяжелых условий эксплуатации, оснащены стандартным высокопрочным кабелем и композитными кабелями TuffLINE* с прочностью 18 000 и 26 000 фунт-силы с балансировкой крутящего момента. Станции OSU-PA и OSU-PB оснащены кабелем TuffLINE 18000, способным выдерживать мгновенную нагрузку при подъеме до 80 070 Н (18 000 фунт-силы) для предотвращения прихватов и без применения системы CAPSTAN (кабестан), предназначенной для ослабления натяжки кабеля при работе в глубоких скважинах. Для проведения ГИС в условиях, когда натяжение кабеля будет превышать 57 800 Н (13 000 фунт-силы), станции OSU-PA и OSU-PB оснащаются кабестанами. В этом случае усилие подъема стандартного высокопрочного кабеля увеличится до 95 640 Н (21 500 фунтов-силы). Станция OSU-N может быть оборудована кабестаном, развивающим усилие 115 660 Н (26 000 фунтов-силы), и кабелем TuffLINE 26000 с прочностью 26 000 фунтов-силы и длиной более 13 100 м (43 000 футов) на барабане лебедки.

Станции OSU-PB и MONU-B имеют маркировку на соответствие требованиям ЕС к электрогидравлическим установкам и сертифицированы для работ в Зоне 2.

Характеристики

	OSU-PA и OSU-PB Морские установки	MONU-B Морская установка	OSU-N Морская установка
Модульные компоненты	<ul style="list-style-type: none"> • Силовой модуль (POSU): • Дизельный привод (OSU-PA) • Электрогидравлический привод (OSU-PB) • Каротажный модуль (COSU): • Кабина с высокопрочным кабелем • Модуль лебедки (WOSU): • Лебедка повышенной мощности WOSU с барабаном WDR-59 	<ul style="list-style-type: none"> • Силовой модуль (EHPS): • Электрогидравлический привод • Каротажный модуль (ONCC): • Кабина, соответствующая требованиям NORSOK Модуль лебедки (WDDS или WOSU): • Сертифицированная лебедка WDDS с барабаном WDR-59 • Лебедка повышенной мощности WOSU с барабаном WDR-59 	<ul style="list-style-type: none"> • Силовой модуль (POSU): • С резервированием, двойной электрогидравлический привод, с установкой на несущей раме • Каротажный модуль (COSU): • Кабина для работ в сверхглубоководных скважинах • Кабина с высокопрочным кабелем • Модуль лебедки (WOSU): • Лебедка для работы в сверхглубоководных скважинах WOSU с барабаном WDR-70 • Лебедка повышенной мощности WOSU с барабаном WDR-59
Система регистрации	Основная и резервная система eWAFE	Основная и резервная система eWAFE	Основная и резервная система eWAFE
Емкость барабана	WDR-59 с TuffLINE 18000 кабель: 10 060 м [33 000 футов]	WDR-59 с TuffLINE 18000 кабель: 10 060 м [33 000 футов]	WDR-70 с TuffLINE 26000 кабель: 13 100 м [43 000 футов] WDR-59 с TuffLINE 18000 кабель: 10 060 м [33 000 футов]
Подъемное усилие без кабестана	WOSU: 80 070 Н [18 000 фунт-силы]	WDDS: 50 710 Н [11 400 фунт-силы] WOSU: 80 070 Н [18 000 фунт-силы]	80 070 Н [18 000 фунт-силы]
Подъемное усилие кабестана	Сертифицированная палубная лебедка с двойным барабаном (WDDC-BB): 106 760 Н [24 000 фунт-силы] Сертифицированная для рабочей зоны по АТЕХ, с маркировкой ЕС, лебедка с двойным барабаном (ZPPC), устанавливаемая на палубе или буровой: 106 760 Н [24 000 фунт-силы]	Сертифицированная по АТЕХ, с маркировкой ЕС, лебедка с двойным барабаном (ZPPC), устанавливаемая на палубе или буровой: 106 760 Н [24 000 фунт-силы]	Сертифицированная лебедка с двойным барабаном (WDDC-BC): 115 660 Н [26 000 фунт-силы]
Специальное применение	Одиночное или модульное размещение DNV 2.7-1, 2.7-2, 2-22 OSU-PB: ЕС и Зона 2 АТЕХ	Модульное размещение WOSU: DNV 2.7-1, 2.7-2, 2-22 NORSOK и ЕС Зона 2	Одиночное размещение DNV 2.7-1 Возможность быстрой замены барабана лебедки

Системы спуска геофизических приборов на высокопрочном кабеле

Комплексные системы спуска геофизических приборов

Schlumberger предлагает ряд эффективных и надежных систем спуска геофизических приборов, которые могут применяться в самых различных условиях, в обычных и в сверхглубоких скважинах, в скважинах с большим углом отклонения от вертикали, а также там, где требуется большое усилие натяжения кабеля. Применение композитного кабеля с балансировкой крутящего момента TuffLINE в комплексной системе спуска расширяет возможности получения геофизических данных за счет беспрецедентного повышения уровня безопасности, эффективности и надежности, а также предотвращения прихватов, особенно при проведении работ, связанных

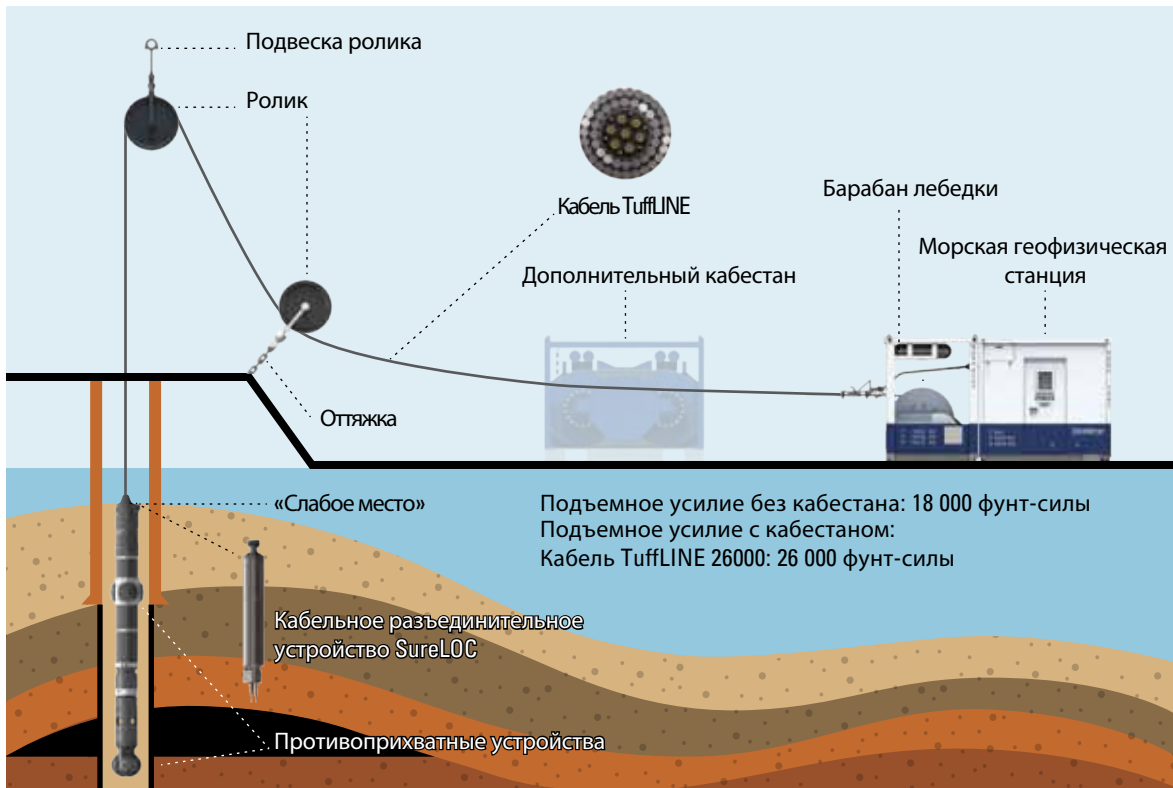
с большим усилием натяжки кабеля. Благодаря применению кабеля с большой прочностью на растяжение, модульных геофизических станций для сложных условий эксплуатации и дополнительной системы CAPSTAN (кабестан), позволяющей значительно снизить усилие натяжки, комплекта вспомогательных устройств для снижения трения WellSKATE*, а также кабельного разъединительного устройства с электронным управлением (ECRD), при планировании работ при помощи программы Well Conveyance Planner, появилась возможность спуска геофизических приборов в скважины со сложной траекторией и сложными скважинными условиями. При этом сейчас нет нужды применять какие-либо альтернативные

методы спуска. В случае необходимости, совместно с геофизической лебедкой может применяться скважинный трактор.

Программа для планирования работ Well Conveyance Planner

При подготовке к спуску приборов в обычных условиях и при большом натяжении кабеля прежде всего необходимо выполнить расчет тягового усилия лебедки и соответствующих производственных рисков. Расчет производится при помощи программы Well Conveyance Planner.

Эта программа используется в качестве универсального инструмента для планирования, позволяющего рассчитать оптимальный вариант системы спуска



Комплексная система спуска с большим усилием натяжки отличается надежностью и эффективностью при спуске геофизических приборов.

Характеристики

	Кабельное разъединительное устройство SureLOC
Безопасная рабочая нагрузка	SureLOC 8000: 35 580 Н [8 000 фунт-силы] SureLOC 12000: 53 380 Н [12 000 фунт-силы]
Макс. усилие натяжки для разъединения прибора	На поверхности: 4 450 Н [1 000 фунт-силы]
Макс. рабочая температура	SureLOC 8000: 204°C [400°F] SureLOC 12000: 260°C [500°F]
Макс. рабочее давление	SureLOC 8000: 138 МПа [20 000 psi] SureLOC 12000: 207 МПа [30 000 psi]
Специальное применение	SureLOC 12000: Сплав MP35N®, устойчивый к H ₂ S

и определить те компоненты системы, которые работают за пределами диапазона рабочих характеристик. Для расчета грузоподъемности системы, пользователь может изменять условия работы и оборудование и также вносить изменения по требованию Заказчика. Для преодоления эксплуатационных ограничений, связанных с наличием механических "слабых мест", которые свойственны устройствам ECRD предыдущего поколения, рекомендуется применение кабельного разъединительного устройства SureLOC. В плане работ может быть предусмотрено применение широкого ряда вспомогательных устройств WellSKATE, предназначенных для снижения трения. Данные устройства позволяют снизить риск прихвата за счет замены скольжения на качение при спуске в скважину, что способствует снижению коэффициентов трения и удерживает компоновку вдали от стенок скважины.

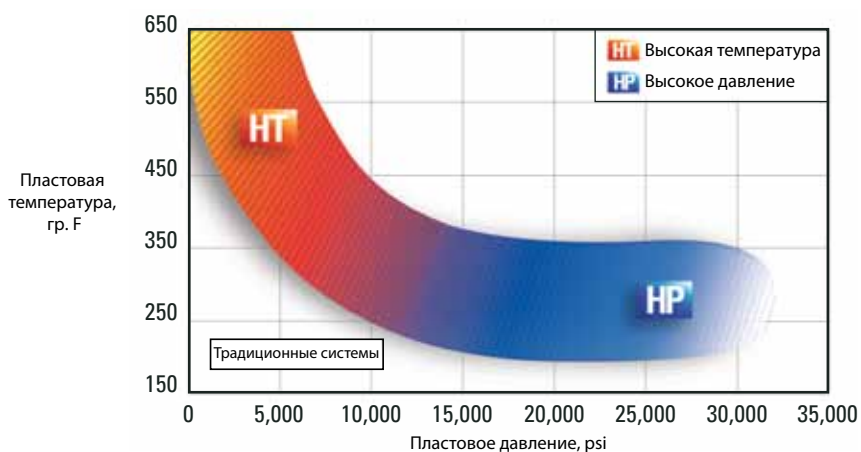
Спуск в скважины с высоким давлением и высокой температурой

Приборы для оценки пласта, спускаемые на кабеле, а также сами системы спуска подвергаются наиболее суровым испытаниям при исследовании глубоких скважин. На большой глубине повышается давление и температура в скважинах на большой глубине повышается давление и температура, что в свою очередь, увеличивает риски со спуском приборов и проведением исследований. Скважинами с высоким давлением и высокой температурой (НПТ) считаются скважины со статической забойной температурой свыше 150°C (302°F), забойным давлением свыше 138 МПа (20 000 psi). Однако, несмотря на высокий риск и стоимость работ в скважинах с высоким давлением и температурой, рост числа строящихся глубоких и сверхглубоких скважин наблюдается во всех регионах мира. Новейшие достижения в разработке систем спуска позволяют

преодолеть осложнения, связанные с выполнением работ по оценке пласта в условиях большой глубины, высокого давления и температуры.

Повышение прочности кабеля

При проведении геофизических исследований в сверхглубоких скважинах возникают и иные проблемы, помимо высокого давления и высокой температуры: из-за большой глубины применение традиционных систем спуска на кабеле ограничивается пределом прочности кабеля при растяжении, возникающем из-за высокого трения и собственного веса кабеля. Спуск каротажных приборов на бурильных трубах при помощи комплекта для транспортировки в сложных условиях TLC* позволяет обойти эти ограничения, но работы с комплектом TLC связаны с большими денежными и временными затратами, так как спуск на бурильных трубах более сложен по сравнению со спуском на кабеле. Для работы в сверхглубоких скважинах были разработаны композитные кабели TuffLINE 18000 и 26000. Они являются основным элементом комплексной системы спуска геофизических приборов с большим натяжением. Начиная с кабеля и заканчивая наземным оборудованием, эта система представляет собой единое техническое решение для работ в самых сложных условиях: исследования скважин с высоким давлением и температурой, сверхглубоких скважин, скважин с большим отходом от вертикали, а также скважин со сложной траекторией ствола. Повышение эффективности ГИС в сверхглубоких скважинах за счет спуска приборов на кабеле при помощи комплексной системы спуска для компании-оператора означает значительную экономию средств.



Повсеместно растущее количество скважин с высоким давлением и температурой требует новых технических решений для работы геофизических приборов.

Композитный кабель TuffLINE с балансировкой крутящего момента разработан с применением новейшей технологии изготовления брони кабеля, позволяющей преодолеть фундаментальные ограничения традиционных бронированных кабелей. Это делает кабель не только прочнее, но и намного безопаснее. Кабель TuffLINE 26000 отличается самой высокой прочностью, его безопасная рабочая нагрузка (SWL) равна 115 650 Н (26 000 фунт-силы), а прочность на разрыв со свободными концами — свыше 178 000 Н (40 000 фунт-силы).

Полимерная оболочка фиксирует внутреннюю и внешнюю броню кабеля TuffLINE 18000, не позволяя ему перекручиваться, что предотвращает повреждение и обрывы кабеля. Кроме того, сердечник кабеля TuffLINE 18000 имеет уникальное полимерное армирование, придающее ему устойчивость к смятию.

Совершенствование наземного оборудования

Наземное оборудование — еще один важнейший компонент комплексной системы спуска, оснащенной кабелями TuffLINE 18000 и 26000 и предназначенной для работ в условиях большого усилия натяжки и в скважинах с высоким давлением и высокой температурой. Для выполнения работ с постоянным усилием натяжки кабеля 57 800 Н (13 000 фунт-силы) и менее может применяться кабель TuffLINE, спускаемый при помощи модульной морской геофизической станции Schlumberger без кабестана, что существенно снижает уровень риска. Если усилие натяжки кабеля во время проведения каротажных работ превышает 13 000 фунт-силы, а также при максимальном тяговом усилии свыше 80 070 Н (18 000 фунт-силы), может применяться дополнительный кабестан с двойным барабаном.

Кабестан с двойным барабаном — это приводная система спуска с несколькими шкивами, которая устанавливается между скважиной и геофизической станцией. Он предназначен для снижения величины натяжки кабеля ниже предела прочности 35 580 Н (8 000 фунт-силы) переднамоткой кабеля на барабан для хранения. Объединение систем управления кабестана с системой управления барабана для хранения кабеля обеспечивает безопасность и непрерывность выполнения работ, позволяя оператору лебедки полностью сосредоточиться на скважине. Кабестан с двойным барабаном и большим усилием натяжки, предназначенный для спуска кабеля TuffLINE 26000, способен выдерживать усилие до 26 000 фунт-силы при скорости спуска и подъема до 4 570 м/час (15 000 футов/час).

Совершенствование телеметрических систем и питания приборов

Кабели большой длины, применяющиеся при ГИС в сверхглубоких скважинах, должны обладать способностью передавать достаточную мощность для питания сложных компоновок приборов, потребляющих большое количество электроэнергии, и в то же время обеспечивать бесперебойную передачу на поверхность все более возрастающего объема данных. Телеметрические системы передачи данных оказались ненадежными в условиях сверхглубоких скважин из-за присущих им физических ограничений. При спуске длинных геофизических кабелей в глубокие скважины электрическая мощность и пропускная способность на глубине спуска прибора ограничивается сопротивлением кабельных жил. Увеличение температуры в скважине приводит к повышению электрического сопро-

тивления линии передачи и негативно влияет на характеристики передачи данных. Это ограничивает передаваемую мощность и пропускную способность телеметрической системы.

В отличие от стандартных высокопрочных кабелей, кабель TuffLINE 18000 имеет жилы с калибром 18 AWG, а кабель TuffLINE 26000 — жилы самого крупного для геофизических кабелей калибра 16 AWG, что делает возможным спуск компоновок с длиной более 53 м (175 футов) и массой 17 790 Н (4 000 фунт-силы) в скважины глубиной более 12 190 м (40 000 футов). Комбинирование приборов сокращает количество спусков, при этом средняя экономия времени на одну спуско-подъемную операцию глубоководного подъемника составляет 12 часов.

Способность передачи большой электрической мощности кабеля TuffLINE дополняется расширенными возможностями телеметрической системы. Наземные геофизические станции OSU-PA и OSU-PB имеют сертификат Det Norske Veritas (DNV) 2.22, в соответствии с которым они могут развивать тяговое усилие 18 000 фунтов-фут. На геофизической станции OSU-N, оснащенной кабестаном с двумя барабанами, может храниться 13 100 м (43 000 футов) кабеля TuffLINE 26000, при этом допустимое усилие натяжки равно 26 000 фунт-силы. Все геофизические станции оборудованы интегрированной системой регистрации данных eWAFE, в состав которой входит основная и резервная система. Система обеспечивает передачу более высокой электрической мощности и обладает высокопроизводительной телеметрической системой для спуска больших компоновок приборов в сверхглубокие скважины.

Характеристики

	Морские станции OSU-PA OSU-PB	Морская станция MONU-B	Морская станция OSU-N
Модульные компоненты	<p>Силовой модуль (POSU):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Дизельный привод (OSU-PA) • Электрогидравлический модуль (OSU-PB) Каротажный модуль (COSU): • Кабина с высокопрочным кабелем • Модуль лебедки (WOSU): • Лебедка повышенной мощности WOSU с барабаном WDR-5 	<p>Силовой модуль (EHPS):</p> <ul style="list-style-type: none"> • Электрогидравлический привод • Каротажный модуль (ONCC): • Морская кабина по стандарту NORSOK • Модуль лебедки (WDDS или WOSU): • Сертифицированная лебедка WDDS с барабаном WDR-59 • Лебедка повышенной мощности WOSU с барабаном WDR-59 	<p>Силовой модуль (POSU):</p> <ul style="list-style-type: none"> • С резервированием, двойной электрогидравлический привод, с установкой на несущей раме • Каротажный модуль (COSU): • Кабина для работ в сверхглубоководных скважинах • Кабина с высокопрочным кабелем • Модуль лебедки (WOSU): • Лебедка для работы в сверхглубоководных скважинах WOSU с барабаном WDR-70 • Лебедка повышенной мощности WOSU с барабаном WDR-59
Система регистрации	Полная конфигурация Основная и резервная системы eWAFE	Полная конфигурация Основная и резервная системы eWAFE	Полная конфигурация Основная и резервная системы eWAFE
Емкость барабана	WDR-59 с TuffLINE 18000 кабель: 10 060 м [33 000 футов]	WDR-59 с TuffLINE 18000 кабель: 10 060 м (33 000 футов)	WDR-70 с TuffLINE 26000 кабель: 13 100 м (43 000 футов) WDR-59 с TuffLINE 18000 кабель: 10 060 м (33 000 футов)
Подъемное усилие без кабестана	WOSU: 80 070 Н [18 000 фунт-силы]	WDDS: 50 710 Н [11 400 фунт-силы] WOSU: 80 070 Н [18 000 фунт-силы]	80 070 Н [18 000 фунт-силы]
Подъемное усилие кабестана	<p>Сертифицированная для рабочей зоны палубная лебедка с двойным барабаном:(WDDC-BB): 106 760 Н [24 000 фунт-силы]</p> <p>Сертифицированная для рабочей зоны по ATEX, с маркировкой EC, лебедка с двойным барабаном, устанавливаемая на палубе или буровой (ZPPC): 106 760 Н [24 000 фунт-силы]</p>	<p>Сертифицированная для рабочей зоны по ATEX, с маркировкой EC, лебедка с двойным барабаном, устанавливаемая на палубе или буровой (ZPPC): 106 760 Н [24 000 фунт-силы]</p>	<p>Сертифицированная для рабочей зоны палубная лебедка с двойным барабаном:(WDDC-BC): 115 660 Н [26 000 фунт-силы]</p>
Специальное применение	<p>Одиночное или модульное размещение</p> <p>DNV 2.7-1, 2.7-2, 2-22</p> <p>OSU-PB: EC и Зона 2 ATEX</p>	<p>Модульное размещение</p> <p>WOSU: DNV 2.7-1, 2.7-2, 2-22</p> <p>NORSOK и EC Зона 2</p>	<p>Одиночное размещение</p> <p>DNV 2.7-1</p> <p>Возможность быстрой замены барабана лебедки</p>

Композитный кабель с балансировкой крутящего момента TuffLINE

Высокопрочный кабель является наиболее экономичным средством спуска и подъема каротажных приборов. Для работы в глубоких скважинах, в скважинах со сложной траекторией и для спуска тяжелых компоновок компании Schlumberger были разработаны высокопрочные кабели TuffLINE 18000 и 26000, предназначенные для выполнения работ с усилием натяжки до 80 070 Н (18 000 фунт-силы) и 115 650 Н (26 000 фунт-силы), соответственно. Композитные кабели TuffLINE 18000 и 26000 разработаны с применением новейшей технологии изготовления брони кабеля, позволяющей преодолеть фундаментальные ограничения традиционных бронированных кабелей. Полимерная оболочка, фиксирующая внутреннюю и внешнюю броню, балансирует крутящий момент и предотвращает повреждения и обрывы кабеля. Фиксация внешней и внутренней брони полимерной оболочкой не дает кабелю вращаться и удерживает концы кабеля TuffLINE в неподвижном положении, благодаря чему запас прочности кабеля сверх

безопасной рабочей нагрузки при свободных концах увеличивается до беспрецедентной величины — 40 000 Н (9 000 фунт-силы) для TuffLINE 18000 и 44 450 Н (10 000 фунт-силы) для TuffLINE 26000.

Многослойный сердечник кабеля TuffLINE 18000 устойчив к смятию. Применение пластической оболочки, фиксирующей внешнюю и внутреннюю броню кабеля, предотвращает низкотемпературную пластическую деформацию и, вследствие этого, постоянную деформацию кабеля. Кабель TuffLINE 18000 может наматываться с усилием до 57 800 Н (13 000 фунт-силы) и выдерживает мгновенное усилие натяжки до 18 000 фунт-силы без применения кабестана для снижения усилия натяжки. Это позволяет сэкономить время и обойтись без спуска приборов на бурильных трубах. Кабель TuffLINE 26000 может наматываться с усилием до 26 000 фунт-силы, при работе с данным кабелем требуется кабестан.

За счет применения кабельных разъемов калибра 18 AWG для кабеля TuffLINE 18000 и калибра AWG 16 для кабеля TuffLINE 26000 обеспечивается безопасный спуск крупных цельнокорпусных компоновок в более глубокие скважины.

Применение

- Исследования в глубоководных и сверхглубоководных скважинах
- Исследования скважин с большим отходом от вертикали, со сложной траекторией ствола
- Исследования глубоководных скважин там, где применение кабестана ограничено
- Отбор проб пластового флюида и замеры давления с длительным временем пребывания на точке замера, с длинными и тяжелыми компоновками

Характеристики

	Кабель TuffLINE 18000	Кабель TuffLINE 26000
Прочность на разрыв с неподвижными концами	124 550 Н [28 000 фунт-силы]	>178,000 Н [>40 000 фунт-силы]
Прочность на разрыв со свободными концами	120 100 Н [27 000 фунт-силы]	>160 150 Н [>36 000 фунт-силы]
Безопасная рабочая нагрузка	80 070 Н [18 000 фунт-силы]	115 650 Н [26 000 фунт-силы]
Макс. рабочая температура	1 час: 241°C [465°F] 24 часа: 232°C [240°F]	1 час: 241°C [465°F] 24 часа: 232°C [240°F]
Наружный диам. кабеля	1,27 см [0,5 дюйма]	1,36 см [0,535 дюйма]
Масса кабеля	В воздухе: 189 кг/300 м [416 фунтов/1 000 футов] В пресной воде: 150 кг/300 м [331 фунт/1 000 футов]	В воздухе: 234 кг/300 м [524 фунта/1 000 футов] В пресной воде: 190 кг/300 м [425 фунтов/1 000 футов]
Макс. напряжение [среднеквадр.], В	Спиральный проводник 800 Центральный проводник 1 250	Спиральный проводник 780 Центральный проводник 1 235
Макс. ток на каждый проводник, А	1.61	2.6

Скважинные тракторы UltraTRAC и UltraTRAC Mono



Модульный вездеходный скважинный трактор UltraTRAC* может работать в самых удаленных местах, он обладает самым высоким среди аналогичных тракторов тяговым усилием, имеет реверс, динамическую подвеску и регулятор тягового усилия. С помощью скважинного трактора UltraTRAC Mono* возможна регистрация каротажа с одновременным перемещением приборов. Несмотря на то, что скважинный трактор UltraTRAC был разработан для спуска в необсаженные скважины, он с одинаковой надежностью способен работать и в обсаженных скважинах. Благодаря этому трактор UltraTRAC является идеальным решением для большинства видов исследований в обсаженных и необсаженных скважинах, особенно при спуске композитных кабелей с балансировкой по крутящему моменту TuffLINE 18000 и 26000 в скважины с большим отходом от вертикали и при работе с тяжелыми компоновками.

Тяговое усилие, развиваемое реверсивным высокомоментным скважинным трактором UltraTRAC, может регулироваться с поверхности. Датчики трактора позволяют инженерам наблюдать за его работой и ходом исследований в скважине, а автоматические системы регулировки радиального усилия и управления динамической подвеской, служат для выбора оптимального режима работы.

Скважинный трактор может иметь различное число и конфигурацию приводных секций. Установка сдвоенного переводника увеличивает функциональность, за счет возможности независимого управления с поверхности приводами, которые находятся над сдвоенным переводником под ним. Рычаги приводных секций могут выдвигаться на различное расстояние независимо друг от друга, что позволяет применять скважинный трактор в скважинах с диаметром до 38 см (15 дюймов). На рычагах установлены колеса различного диаметра, конструкция которых оптимизирована с учетом геометрии ствола и скважинных условий. Скважинный трактор UltraTRAC способен выдерживать механические нагрузки, создаваемые при детонации перфоратора, а также вибра-

ции при прохождении неровных стволов. Он отличается малой чувствительностью к скважинным условиям.

Скважинный трактор UltraTRAC имеет Сертификат ЕС на соответствие требованиям Директив ЕС в отношении низковольтного оборудования и оборудования, работающего под давлением.

Подбор типа скважинного трактора UltraTRAC для выполнения конкретных работ может осуществляться при помощи приложения Tractor Planner, разработанного для устройств iPad.

Применение

Доставка приборов на глубину:

- Оценка параметров пласта в необсаженных скважинах
- Создание изображений ствола скважины
- Испытание пласта в необсаженных скважинах
- Прострелочно-взрывные работы
- Оценка качества цементного камня и оценка коррозии
- Услуга по проведению работ на кабеле с контрольно-измерительной аппаратурой ReSOLVE*
 - Установка невзрывных мостов-пробок
 - Осевое перемещение с большим усилием
 - Селективное перемещение при помощи универсального селективного толкателя (UST)
 - Фрезерование
- Оценка ФЕС пласта в обсаженной скважине ABC*
- Промышленно-геофизические исследования

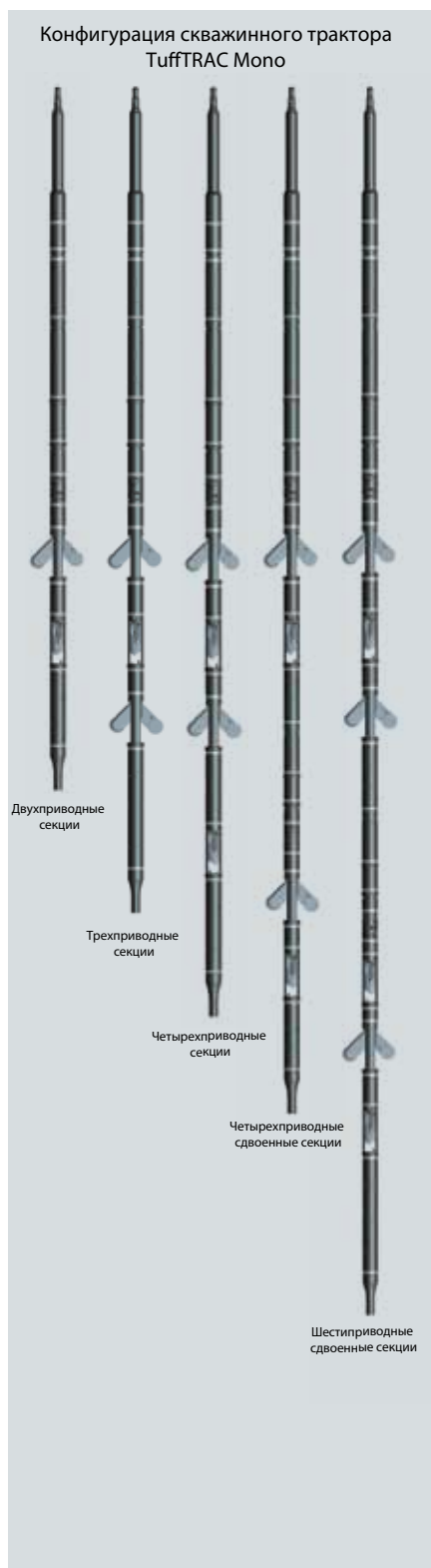
Механические характеристики

	Скважинный трактор UltraTRAC	Скважинный трактор UltraTRAC Mono
Регистрируемые данные	ГИС в открытом стволе Перфорация, ГИС, работы в обсаженных скважинах	Каротаж во время перемещения приборов в необсаженных скважинах Перфорация, ГИС, каротаж во время перемещения работы в обсаженных скважинах, работы в скважинах
Максимальная скорость [†]	177°C [350°F]	150°C [302°F]
Макс. рабочая температура	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]
Макс. рабочее давление	9,1 см [3,6 дюйма]	9,1 см [3,6 дюйма]
Мин. диаметр ствола	38,1 см [15 дюймов]	38,1 см [15 дюймов]
Макс. диаметр ствола	8,57 см [3,375 дюйма]	8,57 см [3,375 дюйма]
Наружный диаметр [†]	8,57 см [3,375 дюйма]	8,57 см [3,375 дюйма]
Длина*	Секции привода: от 2 до 8 Мин. [2 привода]: 4,68 м [15,35 фута] 8 приводов: 11,94 м [39,19 фута]	Секции привода: от 2 до 6 Мин. [2 привода]: 7,15 м [23,45 фута] 6 приводов: 14,12 м [46,32 фута]
Макс. тяговое усилие на 1 секцию привода [†]	1 780 Н [400 фунт-силы]	1 780 Н [400 фунт-силы]
Макс. усилие	14 230 Н [3 200 фунт-силы]	10 675 Н [2 400 фунт-силы]
Электроэнергия и кабель	переменный ток, 7-жильный кабель	постоянный ток, многожильный кабель (1- и 7-жильный кабель)

[†]В зависимости от диаметра колеса

[†]В зависимости от конфигурации, без каротажной головки длиной 0,85 м (2,8 фута). Локатор муфт обсадной колонны (CCL), датчик натяжения, устройство аварийного отсоединения кабеля и амортизатор являются стандартными встроенными компонентами, не увеличивающими длину устройства.

Скважинные тракторы для обсаженных скважин TuffTRAC и TuffTRAC Mono



Модульные скважинные тракторы для обсаженных скважин TuffTRAC* и TuffTRAC Mono* имеют функцию реверса, регулировка тягового усилия осуществляется за счет регулировки осевого усилия, развиваемого рычагами трактора. Это повышает маневренность и предотвращает проскальзывание. Создаваемое рычагами усилие не зависит от диаметра ствола, поэтому приводы скважинного трактора способны развивать одинаковое тяговое усилие в скважинах с диаметром ствола от 8,6 до 26,9 см (от 3,4 до 10,6 дюймов). Так как скважинные условия мало влияют на работу трактора, он может применяться при выполнении любых услуг Schlumberger в обсаженных скважинах, включая ПВР и установку мостов-пробок. С помощью скважинного трактора TuffTRAC Mono* возможна регистрация каротажа с одновременным перемещением приборов.

Скважинный трактор TuffTRAC в двухприводной конфигурации является самым коротким, его длина — всего лишь 4,3 м (14,2 фута). Подбор типа скважинного трактора TuffTRAC для выполнения конкретных работ может осуществляться при помощи приложения Tractor Planner, разработанного для устройств iPad. Для работы с большими нагрузками могут применяться скважинные тракторы с 6 приводными секциями. Низкая потребляемая мощность скважинного трактора уменьшает нагрузку на вспомогательные системы, устраняет необходимость остановок для охлаждения. Конструкция колес способствует снижению потребляемой мощности, что обеспечивает КПД более 45%. При относительно низком энергопотреблении максимальная скорость скважинного

трактора составляет 975 м/ч (3 200 футов/ч).

Для безопасности и надежности TuffTRAC оборудован датчиком натяжения, устройством отсоединения кабеля, локатором муфт обсадной колонны (CCL) и адресным защитным переключателем для перфорации. Дополнительные защитные устройства включают в себя амортизатор многоразового использования и систему автоматического открывания.

Скважинный трактор TuffTRAC имеет Сертификат ЕС на соответствие требованиям Директив ЕС в отношении низковольтного оборудования и оборудования, работающего под давлением.

Подбор типа скважинного трактора UltraTRAC для выполнения конкретных работ может осуществляться при помощи приложения Tractor Planner, разработанного для устройств iPad.

Применение

- Прострелочно-взрывные работы
- Установка мостов-пробок
- Промышленно-геофизические исследования
- Оценка ФЕС пласта в обсаженной скважине ABC
- Оценка качества цементного камня и оценка коррозии
- Выполнение ремонтных работ в скважинах

Механические характеристики

	TuffTRAC Tractor	TuffTRAC Mono Tractor
Регистрируемые данные	Перфорация, ГИС, работы в обсаженных скважинах	Перфорация, ГИС, каротаж во время перемещения работы в обсаженных скважинах, работы в скважинах
Максимальная скорость	975 м/ч [3 200 футов/ч]	730 м/ч [2 400 футов/ч]
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр ствола	8,6 см [3,4 дюйма]	8,6 см [3,4 дюйма]
Макс. диаметр ствола	26,9 см [10,6 дюйма]	26,9 см [10,6 дюйма]
Наружный диаметр	7,94 см [3,125 дюйма]	7,94 см [3,125 дюйма]
Длина [†]	Секции привода: от 2 до 8 Мин. [2 привода]: 3,5 м [11,4 фута] 3 привода: 4,3 м [14,2 фута]	Секции привода: от 2 до 6 Мин. [2 привода]: 5,5 м [18,2 фута] 3 привода: 6,4 м [21,1 фута]
Макс. тяговое усилие на 1 секцию привода	1 330 Н [300 фунт-силы]	1 330 Н [300 фунт-силы]
Макс. усилие	10 680 Н [2 400 фунт-силы]	8 010 Н [1 800 фунт-силы]
Электроэнергия и кабель	переменный ток, 7-жильный кабель	постоянный ток, многожильный кабель [1- и 7-жильный]

[†] В зависимости от конфигурации, без каротажной головки длиной 0,85 м [2,8 фута]. Локатор муфт обсадной колонны (ССЛ), датчик натяжения, устройство аварийного отсоединения кабеля и амортизатор являются стандартными встроенными компонентами, не увеличивающими длину устройства.

Скважинный трактор

Скважинный трактор MaxTRAC* оснащен специальным приводным механизмом, который обеспечивает возможность выполнения ГИС в скважинах с большим отходом от вертикали и в горизонтальных скважинах. Благодаря особой конструкции рычажного захвата, большому расстоянию, на которое выдвигаются рычаги, и совместимости скважинного трактора с телеметрическими системами каротажных приборов, скважинный трактор MaxTRAC* может применяться в скважинах самой различной конструкции, в обсаженных и необсаженных скважинах. Проведение промыслово-геофизических исследований возможно во время перемещения приборов.

Центровка скважинного трактора производится при помощи трехрычажного захвата. Для проведения стандартных работ требуется спуск как минимум двух тракторных зондов. При проведении работ в сложных условиях могут применяться до четырех зондов. Для сцепления с обсадной колонной в одном направлении тракторный зонд оснащен подпружиненным кулачком. Зонд втягивает секцию с захватом назад в направлении, противоположном направлению фиксации кулачка,

что вызывает продвижение компоновки вперед. Это происходит синхронно во всех зондах компоновки. Такое возвратно-поступательное движение зондов обеспечивает непрерывное движение спускаемых приборов.

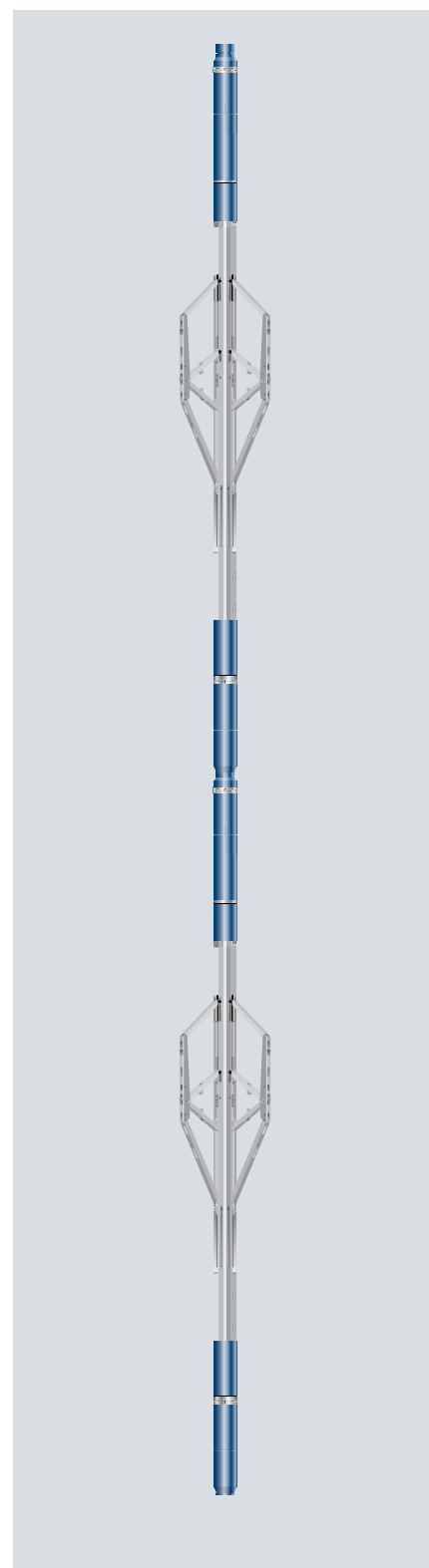
Подбор типа скважинного трактора MaxTRAC для выполнения конкретных работ может осуществляться при помощи приложения Tractor Planner, разработанного для устройств iPad.

Применение

- Спуск приборов в скважины с большим отходом от вертикали и в горизонтальные скважины
- ГИС в перфорированной колонне, в щелевых хвостовиках, гравийных фильтрах, в скважинах с открытым забоем и стволом номинального диаметра
- Прострелочно-взрывные работы
- Промыслово-геофизические исследования

Характеристики

	Скважинный трактор MaxTRAC
Регистрируемые данные	Спуск каротажных приборов
Скорость перемещения	Стандартная с нагрузкой 227 кг [500 фунтов]: 549 м/ч [1800 футов/ч] Максимальная с нагрузкой 136 кг [300 фунтов]: 762 м/ч [2 500 футов/ч]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ
Совместимость	
Каротаж во время перемещения приборов	Приборы, использующие телеметрическую систему комплекса PS Platform*, такие как RSTPro* и SCMT*
Без каротажа во время перемещения приборов	Совместим с большинством приборов Совместим с ПВР
Специальное применение	Макс. интенсивность искривления скважины: 45° на 30 м [100 футов] в ОК диам. 17,78 см [7 дюймов] 30° на 100 футов в ОК диам. 11,43 см [4½ дюйма]



Системы доставки приборов на забой

Каротаж в процессе ловильных работ (LWF)

Технология проведения каротажа в процессе ловильных работ LWF* позволяет экономить время и снижать материальные затраты, давая возможность возобновлять геофизические исследования скважины во время ловильных работ. В большинстве случаев при применении метода LWF отпадает необходимость в СПО для промывки ствола скважины перед возобновлением каротажа. Это происходит потому, что ловильные работы сопровождаются каротажем на бурильных трубах, который становится завершающим этапом первоначального спуска компоновки приборов в скважину.

Технологию LWF можно применять при прихвате большинства приборов, спускаемых на кабеле. Процедура LWF начинается с подготовки кабеля для ловильных работ с обрезкой и заводкой кабеля. Замки на концах кабеля помещают в утяжеленную торпеду, что позволяет восстановить как механическое, так и электрическое соединение с прихваченной компоновкой. Кабель заводят через ловитель приборов и бурильную трубу, пока он не достигнет глубины, на которой можно установить переводник для ввода кабеля со стороны (CSES).

Установленный переводник CSES обеспечивает непрерывный каротаж с перекрытием. При этом максимальный непрерывный интервал каротажа равен расстоянию между башмаком обсадной колонны и столом ротора. Кабель проходит через CSES на внешнюю сторону бурильной трубы, чтобы предотвратить повреждение кабеля во время каротажа. Кроме того, устанавливается скважинное устройство для обрезки кабеля, позволяющее извлечь кабель в случае прихвата бурильной трубы при каротаже.

Затем расположенное у стола ротора ловильное оборудование отсоединяется от кабеля, и на скважинные приборы снова подается электропитание для подготовки к подсоединению ловителя и приборов. При этом скорость выполнения процедуры возрастает, потому что спуск бурильной трубы происходит быстрее, чем заводка кабеля

через бурильную трубу. При контакте и сцеплении ловителя с прихваченными приборами вероятность повреждения последних снижается, поскольку возобновление электрического соединения позволяет контролировать натяжение скважинных приборов в дополнение к стандартной методике проведения работ по бурению.

После освобождения скважинных приборов производится каротаж типа TLC* и продолжается запись диаграмм непрерывного или стационарного каротажа.

Система каротажа на трубах с кабелем (TLC)

Система транспортировки для тяжелых условий каротажа (TLC) позволяет доставлять приборы кабельного каротажа в сильно искривленных или горизонтальных скважинах, а также в неблагоприятных условиях и в глубоких скважинах. Производится механическое соединение кабельных приборов на бурильной трубе с помощью глубинной «мокрой» соединительной головки (DWCH), а затем приборы опускаются до заранее определенной точки фиксации. После этого закачиваемая «мокрая» соединительная головка (PWCH) пропускается через переводник CSES и закачивается в глубь скважины, где она фиксируется на головке DWCH, обеспечивая электрическое соединение.

Переводник CSES обеспечивает полное уплотнение кабеля, рассчитанное на перепад давления до 34 МПа (5000 psi). Все инструменты данной системы рассчитаны на давление 138 МПа (20000 psi).

TLC позволяет производить работы в таких условиях, в которых без применения этой системы их проведение было бы невозможно. Ключевым элементом операций TLC является тщательное предварительное планирование, при котором учитывают прочность каротажных приборов на сжатие и растяжение (особенно индукционных и акустических), диаметр скважины и обсадной колонны, внутренний диаметр и состояние бурильных труб, а также скважинные условия.

Принимая во внимание большую продолжительность операций, связанных со спуском системы TLC, в случаях, когда

температура в скважине превышает 174°C (350°F) применяются особые меры предосторожности. Программа каротажа должна планироваться таким образом, чтобы сократить время каротажа в условиях высоких температур. Приборы, спускаемые на каротажном кабеле, как правило, рассчитаны на рабочую температуру, не превышающую 350°F, а все приборы, предназначенные для работы при более высоких температурах снабжены сосудом Дюара, который защищает электронные компоненты каротажного прибора от нагрева тепловым излучением скважины. Установлены предельные температуры при нахождении прибора в скважине, при превышении которых произойдет повреждение электроники прибора.

Каротаж на ГНКТ (Coil Tubing)

Каротаж на гибких насоснокомпрессорных трубах (CTL) применяется для доставки каротажных приборов в скважинах, где их невозможно разместить без применения этой технологии. К таким условиям относятся наклонные скважины со значительным гидродинамическим сопротивлением, а также наклонные скважины, спуск в которые затруднен по иным причинам. По существу, выполняется вышеописанная процедура, при этом кабель все время неподвижно закреплен на компоновке скважинных приборов. Это достигается за счет протягивания электрического провода внутри ГНКТ для подачи электропитания на прибор и передачи на него управляющих сигналов, а также для приема данных с компоновки приборов. Для транспортировки кабельных приборов в скважину используются механические свойства ГНКТ. В некоторых случаях во время проведения каротажа можно одновременно откачивать через ГНКТ пластовые жидкости или газы.

Измерение глубины

Измерение глубины играет огромную роль при проведении работ на каротажном кабеле. Датчик глубины (IDW) обеспечивает измерение калиброванной абсолютной глубины, отмечаемой на двух независимых дисках, которые постоянно находятся в контакте с кабелем. Применяемый в приборе IDW «алгоритм более быстрого диска» позволяет компенсировать одну из основных причин значительных погрешностей при измерении глубины, а именно проскальзывание диска кодера. Другие скважинные измерения также представляют ценность, но их результаты приходится «проверять» относительно других точек. Точно измеренная глубина влияет на принятие решений о расположении геологических интервалов, разработке процедур заканчивания и проведение других производственных и финансовых операций. Если глубина измерена неверно, могут быть приняты неверные геологические и экономические решения.

Трение кабеля и скважинного зонда, особенно при выдвинутых лапах каверномера, приводит к растяжению эластичного каротажного кабеля, которое не обнаруживается измерителем глубины IDW на поверхности. Сила трения всегда направлена в сторону противоположную направлению движения кабеля и зонда, поэтому наиболее сильное растяжение кабеля происходит во время подъема зонда и крайне мало при спуске. Так как запись каротажных данных производится во время подъема, зонд фактически находится глубже той отметки, которую регистрирует датчик IDW во время подъема, но во время спуска его положение совпадает с положением, измеренным датчиком. Величина расхождения между силой натяжения кабеля при подъеме и спуске каротажного зонда используется для расчета растяжения кабеля, и перед началом записи при подъеме каротажного зонда к глубине применяется поправка с положительным значением. По мере того, как во время подъема зонда трение постепенно уменьшается, оказавшись подня-

тым на поверхность, зонд возвращается в ту же самую нулевую отметку.

Подсистема измерения глубины/натяжения выдает предупредительные сигналы и способна остановить лебедку при выходе значений натяжения и глубины из безопасного рабочего диапазона. Устанавливаются верхние и нижние пороговые значения безопасных интервалов по четырем показателям:

- слабое натяжение;
- сильное натяжение;
- расстояние от устья скважины;
- расстояние от забоя скважины.

При превышении любого из этих пороговых значений работа лебедки автоматически останавливается.

Schlumberger

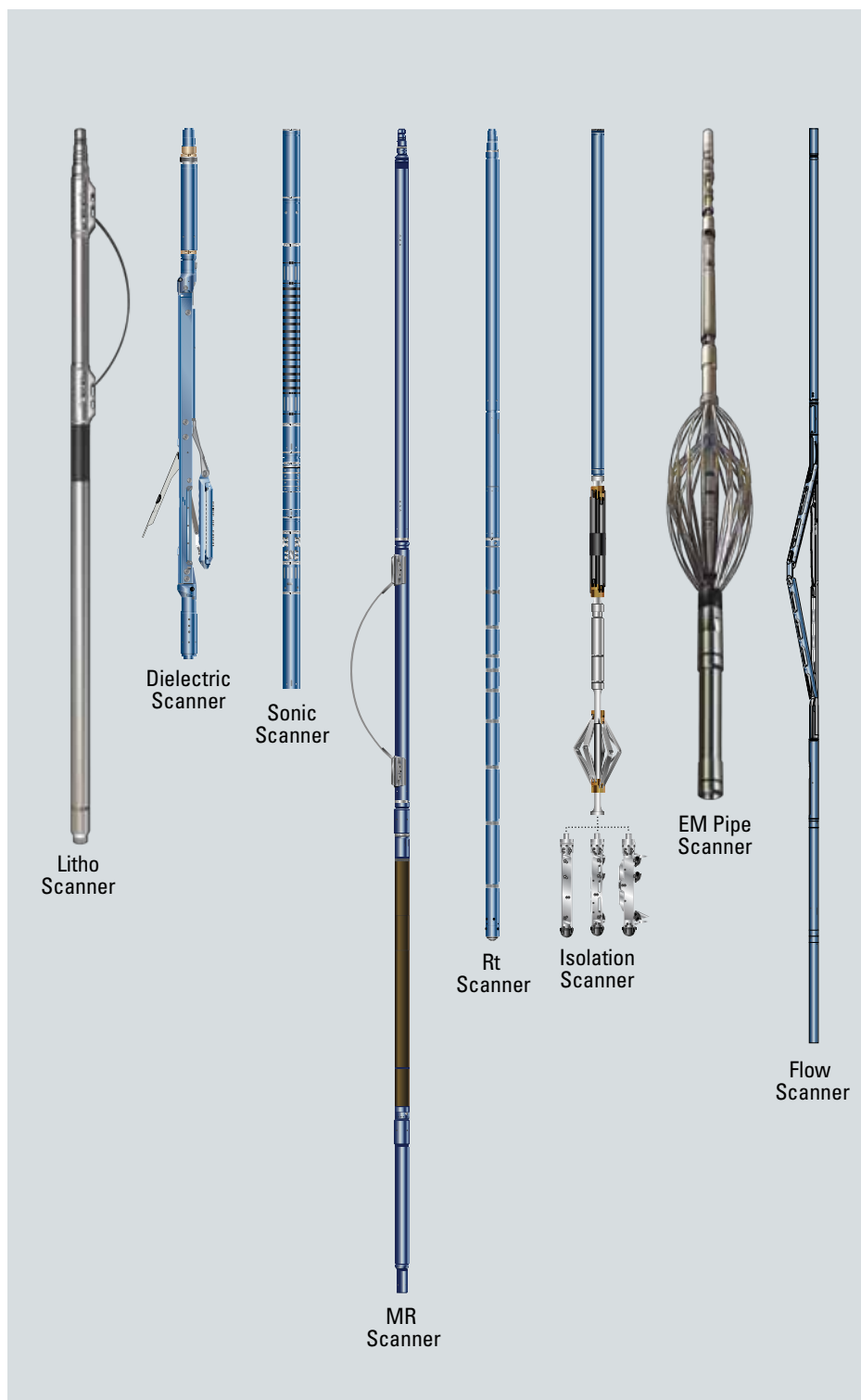
Аппаратные комплексы ГИС

Комплекс приборов ГИС для детального изучения свойств пород и пластовых флюидов (Scanner Family)

Аппаратный комплекс ГИС Scanner Family* позволяет выполнять детальную оценку свойств горных пород и пластовых флюидов в радиальном и ортогональном направлениях на нескольких радиусах исследований для создания подробной трехмерной модели пласта-коллектора. Характеристики комплекса Scanner* превосходят ограничения традиционных методов исследований, что позволяет получать новую информацию о неоднородности пласта, его анизотропии. Способность комплекса работать в открытом и обсаженном стволе обеспечивает наиболее детальное изучение пород и флюидов.

Применение комплекса Scanner в открытом стволе

- Прибор импульсной нейтрон-гамма спектрометрии высокого разрешения Litho Scanner* позволяет регистрировать спектры гамма-квантов неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов, выполнять оценку весовых содержаний химических элементов с более высокой точностью, чем при использовании приборов предыдущих поколений. Оценка общего содержания органического углерода (Сорг.вес,%) является одним из стандартных результатов обработки данных прибора, что способствует устранению неточностей, свойственных традиционным методам расчета данного параметра, исключается необходимость ожидания результатов лабораторного анализа образцов керна или шлама.



- Прибор многочастотной диэлектрической дисперсии Dielectric Scanner* позволяет измерять диэлектрическую проницаемость и электрическую проводимость пород для независимой оценки их влагоемкости, минерализацию воды в зоне исследований и особенности структурного строения пород-коллекторов. В карбонатных породах прибор Dielectric Scanner обеспечивает непрерывную оценку экспоненты m уравнения Дахнова-Арчи в пластовых условиях вместо использования расчетных значений или ожидания результатов лабораторных исследований образцов керна; в песчано-глинистых породах-коллекторах прибор позволяет проводить непрерывную оценку емкости катионного обмена (ЕКО).
- Прибор кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа Sonic Scanner* при помощи нескольких монополюсных и кросс-дипольных зондов позволяет измерять интервальные времена пробега продольной, поперечной волн и волны Стоунли с компенсацией за влияние скважины. Измерения зависимых от механического напряжения характеристик пород в радиальном и осевом направлениях служат основой для комплексного изучения анизотропии акустических свойств горных пород, определения ее типа и причины: естественной или вызванной перераспределением механических напряжений в околоскважинной зоне в результате бурения. Регистрация данных прибором Sonic Scanner может производиться как в открытом, так и в обсаженном стволе скважины.
- Прибор ядерно-магнитного зондирования MR Scanner* позволяет выполнять оценку объемов газа, нефти и воды в пустотном пространстве исследуемых пород в любых условиях измерений, даже в случае присутствия существенных неровностей ствола скважины, независимо от минерализации пластовых вод, в буровых растворах с высокой плотностью и в буровых растворах на углеводородной основе, в малокоонтрастных продуктивных интервалах и маломощных пластах.
- Прибор триаксиального индукционного зондирования Rt Scanner* используется для расчета горизонтального и вертикального УЭС (R_h и R_v , соответственно) по прямым измерениям с одновременным определением угла падения напластований при любом зенитном угле скважины. Прибор позволяет получать корректную оценку нефтегазонасыщенности тонкослойных песчано-глинистых пластов-коллекторов. Кроме того, для структурной интерпретации производится расчет угла и азимута падения напластований.
- Прибор Isolation Scanner* для оценки качества цементирования обсадной колонны сочетает традиционный метод эхозондирования с новой ультразвуковой технологией (оценка изменения свойств флексурных волн) для точной оценки любого качества цементирования при использовании цемента любого класса — от обычных тяжелых цементов до новейших облегченных цементов. Прибор позволяет определять местоположения каналов в цементном кольце. Высокое вертикальное и азимутальное разрешение позволяет с легкостью отличать твердые частицы низкой плотности от жидкостей, что позволяет отличать облегченные цементы от загрязненных цементов и жидкостей. Прибор обеспечивает визуализацию положения обсадной колонны в стволе с высоким разрешением, картирование и количественное определение степени коррозии и износа колонны, вызванного бурением.
- Система промыслово-геофизических исследований в горизонтальных и наклонно-направленных эксплуатационных скважинах Flow Scanner* состоит из множества миниатюрных механических расходомеров и групп электрических и оптических зондов для определения скорости многофазного потока и объемного содержания каждой из фаз в режиме реального времени. В результате измерений в режиме реаль-

ного времени создается точный профиль притока в невертикальных скважинах, вне зависимости от смешивания фаз или рециркуляции.

- Электромагнитный зонд для контроля состояния обсадных колонн EM Pipe Scanner* позволяет проводить оценку электромагнитных характеристик обсадных труб для определения их герметичности, включая поиск, определение и количественную оценку интервалов коррозии и механических повреждений колонн. Благодаря малому диаметру прибор легко проходит через башмак НКГ. Степень коррозии определяется непосредственно в эксплуатационной колонне, без необходимости подъема НКГ.

Применение

- Количественная оценка весовых содержаний химических элементов минералов, определение общей концентрации органического углерода (Сорг.вес,%) для определения литологии и нефтегазонасыщенности вне зависимости от минерализации
- Определение объема углеводородов в карбонатах, в низкоомных глинистых песчаниках, в пластах с высоковязкой нефтью
- Поиск пропущенных залежей углеводородов
- Определение интервалов повреждений призабойной зоны коллектора вследствие бурения
- Изучение механических свойств пород и профиля минимального горизонтального напряжения
- Оценка УЭС в тонкослойных низкоомных песчано-глинистых коллекторах независимо от угла падения напластований
- Проверка качества цементирования обсадных колонн, выявление каналов, определение положения колонн в широком диапазоне плотности цемента
- Построение трехфазного профиля притока в вертикальных и наклонно-направленных скважинах
- Оценка степени коррозии в скважинах с одной или несколькими обсадными колоннами

Применение комплекса Scanner в открытом стволе

Характеристики измерений

	Litho Scanner Service	Dielectric Scanner Service	Sonic Scanner Platform	MR Scanner Service	Rt Scanner Service
Регистрируемые данные	Концентрации химических элементов, Сорг.вес,%, весовые содержания минералов, свойства скелета пород	Относительная диэлектрическая проницаемость и электрическая проводимость на 4 частотах	Δt продольных и поперечных волн, волновые картины волн, оценка качества цементирования, анализ анизотропии	Распределения T ₁ , T ₂ и диффузии; общая пористость вне зависимости от литологии; объемы связанного и свободного флюидов; проницаемость с поправкой за остаточные УВ; распределение пор по размеру	Сопротивления (R _v , R _h) каротаж АIT, ПС, угол и азимут падения напластований
Скорость ГИС	Макс.: 1097 м/ч [3600 футов/ч] [†]	1097 м/ч [3600 футов/ч] [†]	Макс.: 1097 м/ч [3600 футов/ч] [†]	Режим связанного флюида: 1097 м/ч [3600 футов/ч] [†] ЯМР зондирование: 549 м/ч [1800 футов/ч] T ₂ радиальное зондирование: 274 м/ч [900 футов/ч] Каротаж с высоким разрешением: 122 м/ч [400 футов/ч] Радиальное зондирование T ₁ : 91 м/ч [300 футов/ч] Профилирование насыщения: 76 м/ч [250 футов/ч]	Макс.: 1097 м/ч [3600 футов/ч] [†]
Диапазон измерений	от 1 до 10 МэВ	(на самой высокой частоте) Диэлектрическая проницаемость: от 1 до 100 Проводимость: от 0,1 до 3 000 мСим	Интервальные времена пробега поперечных волн: <1500 мкс/фут [<4920 мкс/м]	Пористость: от 1 до 100 ри Распределение T ₂ : от 0,4 мс до 3,0 с Распределение T ₁ : от 0,5 мс до 9,0 с	н/п
Вертикальное разрешение	45,72 см [18 дюймов]	2,5 см [1 дюйм] [‡]	<1,82 м [<6 футов] разрешение обработки шага дискретизации 15,24 см [6 дюймов]	Основная антенна: 45,72 см [18 дюймов] [§] Антенна с высоким разрешением: 19,05 см [7,5 дюйма] [‡]	н/п
Погрешность	н/п	(На самой высокой частоте, соответствует водонасыщенной пористости 0,002-м ³ /м ³ [0,002-фут ³ /фут ³]) Диэлектрическая проницаемость: ±1% или ±0,1 Проводимость: ±1% или ±5 мСим	Δ t для диам. скважин до 35,56 см [14 дюймов] ±2 мкс/фут [±6,6 мкс/м] или ±2% Δ t для диам. скважин 35,56 см [14 дюймов] ±5 мкс/фут [±16,40 мкс/м] или ±5%	Общая пористость: стандартное отклонение ±1-ри, трехуровневое осреднение при 24°C [75°F] Свободный флюид: ±0,5-ри стандартное отклонение ±1-ри, трехуровневое осреднение при 24°C [75°F]	н/п
Радиус исследования:	от 17,78 до 22,86 см [от 7 до 9 дюймов]	до 10 см [4 дюймов]	Типовое представление до 7 радиусов ствола	Основная антенна: 1,5, 2,3, 2,7 и 4,0 дюйма [3,81, 5,84, 6,86, и 10,16 см] Антенна с высоким разрешением: 1,25 дюйм [3,18 см]	Прибор АIT: 25.40, 50.80, 76.20, 152.40 и 228.60 см [10, 20, 30, 60 и 90 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ	НЕТ	НЕТ	Сопротивление бурового раствора: 0,05 Ом.м ^{††}	Определяется на этапе планирования работ
Совместимость	Совместим с большинством приборов для исследований в открытом стволе. Спуск на лебедке, TLC* и тракторе	Спуск на лебедке, TLC*, системах для сложных условий или тракторе	Полностью совместим с другими приборами	Совместим с большинством приборов	Концевой прибор (ставится только в конце компоновки), совместим с комплексом Platform Express* и большинством приборов для исследований в открытом стволе
Специальное применение		Шарнирное соединение для работы на неровных участках		Каротаж MRF*, неровные стволы и толстая глинистая корка	

нд = не доступно

[†] Ранее планировщик обычно рассчитывал точность определения концентрации элементов и интерпретировал характеристики для конкретных условий, при этом скорость каротажа выбиралась в зависимости от требуемой точности.

[‡] разрешение 1 дюйм в зависимости от частоты

[§] От точки измерения 2,5 м (8,2 фута) от нижнего конца зонда

^{††} Только основная антенна; может потребоваться суммирование. Диаграммы MR Scanner получены в условиях сопротивления на уровне 0,02 Ом.м с минимальной потерей точности.

Применение комплекса Scanner в открытом стволе

Механические характеристики

	Litho Scanner Service	Dielectric Scanner Service	Sonic Scanner Platform	MR Scanner Service	Rt Scanner Service
Макс. рабочая температура	Версия А: 140°C [284°F] Версия С: 177°C [350°F]	177°C [350°F]	177°C [350°F]	150°C [302°F]	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]	172 МПа [25 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	13,97 см [5,5 дюйма]	13,97 см [5,5 дюйма]	12,07 см [4,75 дюйма]	14,92 см [5,875 дюйма]	15,24 см [6 дюймов]
Макс. диаметр скважины	60,96 см [24 дюйма] [†]	55,88 см [22 дюйма]	55,88 см [22 дюйма]	Без ограничений	50,8 см [20 дюймов]
Наружный диаметр	11,4 см [4,5 дюйма]	12,12 см [4,77 дюйма]	9,21 см [3,625 дюйма]	Зонд: 12,70 см [5 дюймов] Картридж: 12,07 см [4,75 дюйма]	9,84 см [3,875 дюйма] [‡]
Длина	Версия А: 4,27 м [14 футов] Версия С: 2,74 м [9 футов]	3,44 м [11,27 футов]	12,58 м [41,28 фута](включая изолирующий патрубков) Основная колонна спуска (только у монополей 6,71 м [22 фут])	9,97 м [32,7 фута]	5,97 м [19,6 фута]
Масса	Версия А: 166 кг [366 фунтов] Версия С: 132 кг [290 фунтов]	119 кг [262 фунта]	383 кг [844 фунта] (включая изолирующий патрубков) Основная колонна спуска: 187 кг [413 фунтов]	544 кг [1200 фунтов]	183 кг [404 фунта]
Прочность на натяжение	55 000 фунт-силы [244 652 Н]	222 411 Н [50 000 фунт-силы]	155 690 Н [35 000 фунт-силы]	222 410 Н [50 000 фунт-силы]	111 205 Н [25 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	22 500 фунт-силы [100 085 Н]	19 572 Н [4 400 фунт-силы] [§]	13 340 Н [3 000 фунт-силы]	35 140 Н [7 900 фунт-силы]	26 690 Н [6 000 фунт-силы]

нд = не доступно

[†] С пружинным центратором

[‡] Без учета центрирования

[§] 35 586 Н (8 000 фунт-силы) с элементов жесткости для проведения каротажа в сложных условиях TLC

Применение комплекса Scanner в обсаженном стволе

Характеристики измерений

	Isolation Scanner Service	Flow Scanner System	EM Pipe Scanner Tool
Регистрируемые данные:	Отображение материала затрубного пространства (твердый, жидкий, газообразный), прослеживание гидродинамической взаимосвязи; акустический импеданс; затухание волн изгиба, отображение неровности, отображение толщины обсадной колонны, отображение внутреннего радиуса	Объемное содержание нефти, газа и воды; скорость нефти, газа и воды; относительный азимут; кавернометрия	Электромагнитный контроль толщины обсадных труб, внутренний диаметр обсадной колонны, характеристики обсадной колонны, изображения высокой и низкой частоты, выделение интервалов коррозии [†]
Скорость каротажа	Стандартное разрешение: 823 м/ч [2 700 футов/ч] Высокое разрешение: 172 м/ч [563 футов/ч]	549, 1097, 1646 и 2195 м/ч [1800, 3600, 5400 и 7200 футов/ч]	Расчетная толщина (одинарные и двойные колонны): 3600-фут/ч [1097-м/ч] контрольный спуск Изображение (одинарная колонна): 1800-фут/ч [549-м/ч] Контрольный спуск со стандартным разрешением; 300-фут/ч [91-м/ч] Диагностический спуск с высоким разрешением
Диапазон измерений	Мин. толщина обсадной колонны: 0,38 см [0,15 дюйма] Макс. толщина обсадной колонны: 2,01 см [0,79 дюйма]	Охват скважины: 95% в ОК с внутр. диам. 15,24 см [6 дюймов]	Макс. толщина металла [‡] : 3,81 см (1,5 дюйма) на частоте 8,75 Гцз
Вертикальное разрешение	Высокое разрешение: 1,52 см [0,6 дюйма]	н/п	Затухание < 60 дБ: 1% толщины: 15% [§]
Погрешность	Акустический импеданс: 0,2 МПаил (разрешение); от 0 до 3,3 МПаил = ±0,5 МПаил; >3,3 МПаил = ±15% (погрешность ^{††}) Затухание волн изгиба для колонн с толщиной стенок 18 мм (0,3 дюйма): 0,5 дБ/см (разрешение), ±0,01 дБ/см (погрешность ^{††})	Трехфазное содержание: ±10%	Внутренний диаметр ОК: ±0,05 дюйма ^{‡‡}
Радиус исследования:	Обсадная колонна и затрубное пространство ^{§§}	Скорость: ±10%	- [‡]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Смоделированные условия перед каротажем ^{†††}	Мин. минерализация для электрических измерений: 1000 ppm при 100°C [212°F]	Любой скважинный флюид
Совместимость	Только для установки в конце компоновки, совместим с большинством приборов Телеметрия: высокоскоростная (FTB) или усовершенствованная FTB (EFTB)	Совместим с PS Platform и большинством приборов для обсаженного ствола	Все приборы PS Platform
Специальное применение	При наличии H ₂ S	При наличии H ₂ S	Соответствует стандарту NACE в отношении стойкости к H ₂ S и CO ₂

нд = не доступно

[†] Оценка коррозии в одинарных колоннах

[‡] Результаты измерений зависят от геометрии, характеристик и содержания хрома в металле обсадной колонны.

[§] Разрешение зависит от точности определения электрической проводимости обсадной колонны (сигма). Традиционный метод — применение спецификаций API "хорошей" секции обсадной колонны и корректировка проводимости в соответствии с номинальным значением, типичным для диапазона 12,5% (Трубы нефтяного сортамента, Спецификации API 5CT, Спецификации на обсадные и насосно-компрессорные трубы).

^{††} Калибровочный шаблон 8 мм

^{‡‡} Внутренний диам. ОК (dci) < 6 дюймов, эксцентриситет инструмента = [30% × (dci - 2,2 дюйма)]

^{§§} Исследования по полной ширине затрубного пространства зависят от наличия сигнала с границ раздела трех сред.

^{†††} Максимальный вес раствора зависит от рецептуры, переводника и от размера и массы обсадной колонны, моделируемых до каротажа.

Применение комплекса Scanner в обсаженном стволе

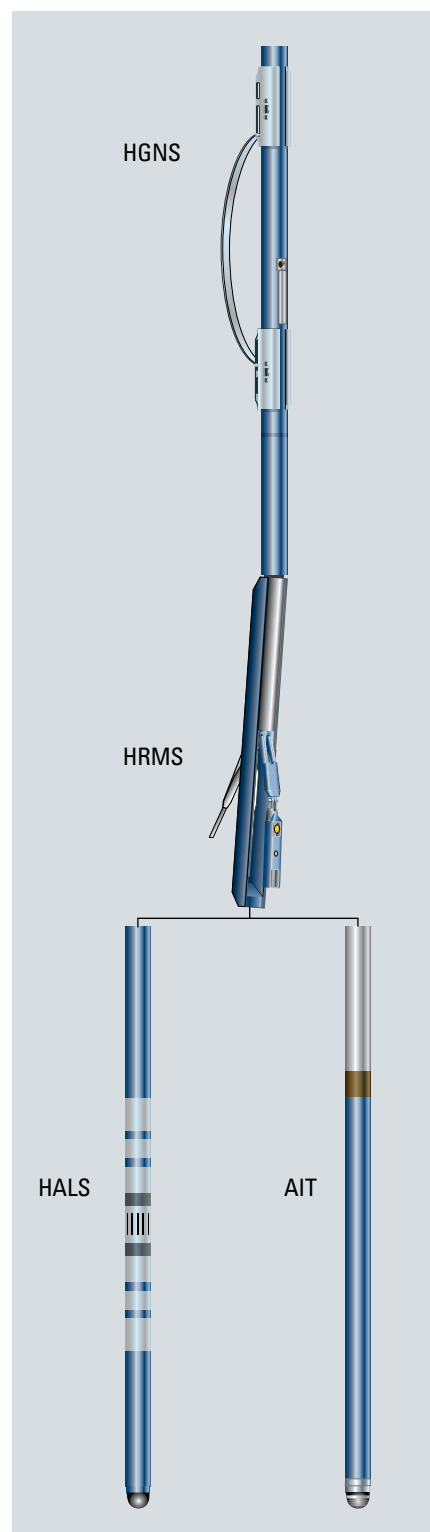
Механические характеристики

	Isolation Scanner Service	Flow Scanner System	EM Pipe Scanner Tool
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	177°C [350°F]	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]	103 МПа [15 000 psi]	103 МПа [15 000 psi]
Мин. диаметр скважины	Обсадная колонна: 4 ½ дюйма*	7,30 см [2 ¾ дюйма] †	2 ¾ дюйма [Внутр. диам > 2,313 дюйма]
Макс. диаметр скважины	Обсадная колонна: 13 ¾ дюйма	22,86 см [9 дюймов]	Толщина по результатам ЭМ исследования: 13 ¾ дюйма
Наружный диаметр	IBCS-A: 8,57 см [3,375 дюйма] IBCS-B: 11,36 см [4,472 дюйма] IBCS-C: 16,91 см [6,657 дюйма] IBCS-D: 22,19 см [8,736 дюйма]	4,29 см [1,6875 дюйма] Работа в высокотемпературных условиях [>150°C [>302°F]]: 5,72 см [2,25 дюйма]	5,4 см [2,125 дюйма]
Длина	Без переводника: 6,01 м [19,73 фута] Переводник IBCS-A: 0,61 м [2,01 фута] Переводник IBCS-B: 0,60 м [1,98 фута] Переводник IBCS-C: 0,60 м [1,98 фута] Переводник IBCS-D: 0,60 м [1,98 фута]	Система Flow Scanner: 3,54 м [11,6 фута] С базовым зондом, вертлюгом и головкой: 7,99 м [26,2 фута]	6,0 м [19,7 фута]
Масса	Без переводника: 151 кг [333 фунта] Переводник IBCS-A: 7,59 кг [16,75 фунта] Переводник IBCS-B: 9,36 кг [20,64 фунта] Переводник IBCS-C: 10,73 кг [23,66 фунта] Переводник IBCS-D: 11,13 кг [24,55 фунта]	49 кг [108 фунтов]	50 кг [110 фунтов]
Прочность на натяжение	Переводник, макс: 10 000 Н [2 250 фунт-силы]	44 480 Н [10 000 фунт-силы]	Ловильные работы: 44 480 Н [10 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	Переводник, макс: 50 000 Н [12 250 фунт-силы]	4 450 Н [1 000 фунт-силы]	13 340 Н [3 000 фунт-силы]

† Минимальное ограничение: 10,16 см (4 дюйма)

‡ Минимальное ограничение: 4,61 см (1,813 дюйма)

Аппаратный комплекс ГИС в открытом стволе – Platform Express



Комплекс стандартных методов ГИС Platform Express позволяет выполнять литологическое расчленение пород по разрезу, выделять проницаемые прослои коллекторов, оценивать их основные фильтрационно-емкостные свойства (пористость, глинистость, водонасыщенность, проницаемость), с высокой вертикальной разрешающей способностью (до 20 см).

Компоновка приборов стандартного комплекса ГИС включает следующие методы: интегральный гамма метод, литоплотностной метод (измерение объемной плотности и фотоэлектрического фактора пород), микробоковой метод (оценку удельного электрического сопротивления (УЭС) зоны проникновения), водородсодержание по тепловым нейтронам, температура. В составе аппаратной платформы есть одноосный акселерометр для ввода поправок за неравномерное движение компоновки приборов в данные методов, для обеспечения идеальной увязки всех регистрируемых данных по глубине.

В зависимости от геолого-технологических условий, компоновка стандартного каротажа дополняется прибором электрметрии: прибором многозондового индукционного каротажа (AIT), либо прибором многозондового бокового каротажа (HRLA), либо прибором двухзондового азимутального бокового каротажа (HALS).

Оба прибора электрметрии позволяют оценивать такие параметры, как УЭС пласта, УЭС зоны проникновения, УЭС бурового раствора по стволу скважины, радиус зоны проникновения фильтрата бурового раствора. В приборе многозондового ИК есть зонд ПС.

Основным преимуществом применения модульной компоновки приборов стандартного комплекса Platform Express является экономия времени проведения ГИС за счет регистрации всего комплекса методов за 1 СПО.

Трехзондовый прибор литоплотностного каротажа (TLD) и прибор микробокового каротажа с цилиндрической фокусировкой (MCFL) размещаются на прижимном башмаке модуля (HRMS).

Над модулем HRMS размещается модуль HGNS, включающий зонд интегрального гамма-каротажа и прибор двухзондового компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа, а также – одноосный акселерометр.

Приборная компоновка Platform Express обладает многочисленными инновационными техническими особенностями. Специально разработанное прижимное устройство TLD позволяет минимизировать эффекты неровностей стенок скважины за счет улучшенного прижатия башмаков. Интегрированное аппаратное и программное обеспечение зондов повышает надежность системы. Коррекция показаний зондов за изменение скорости в реальном времени, обеспечиваемая одноосным акселерометром, позволяет производить точную привязку показаний всех зондов по глубине даже при неравномерном движении компоновки приборов во время регистрации данных.

Скорость записи данных ГИС составляет до 1097 м/час (3600 футов/час), что вдвое превышает скорость каротажа при использовании стандартных компоновок.

Прибор для экспресс-измерений пластовых давлений PressureXpress* может комбинироваться с аппаратной платформой Platform Express для высокоточной оценки профилей давлений и измерения подвижности пластовых флюидов. Это позволяет иметь высокоточную оценку ФЕС, а также – важнейшие данные для уточнения гидродинамической модели участка месторождения за одну СПО.

Области применения

- Оценка литологии пород по разрезу;
- Выделение интервалов коллекторов;
- Оценка характера насыщения коллекторов и определение положений флюидальных контактов;
- Оценка ФЕС (пористости, водонасыщенности, проницаемости, остаточной нефтенасыщенности);
- Стратиграфическая корреляция разрезов скважин;

Характеристики измерений

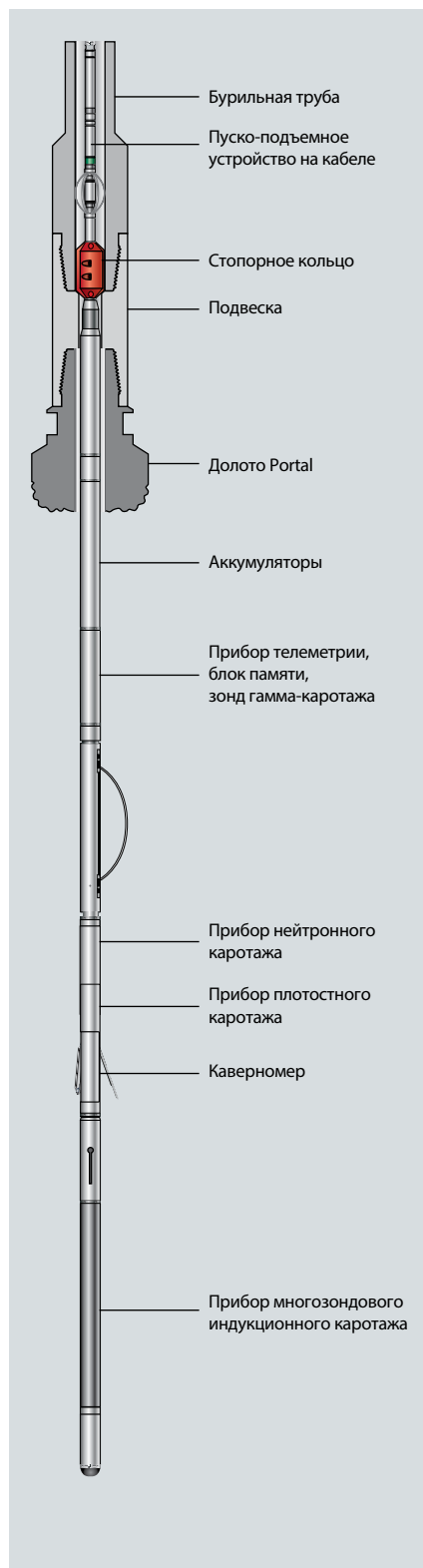
Приборная компоновка Platform Express	
Регистрируемые данные	HGNS: ГК, водородосодержание по ННК, одноосная акселерометрия HRMS: Объемная плотность, фотоэлектрический фактор (PEF), кавернометрия, микробоковой каротаж HALS: 2 разноглубинных УЭС по данным бокового метода, ПС, УЭС бурового раствора (Rm) AIT: 5 разноглубинных УЭС по данным индукционного метода, ПС, УЭС бурового раствора (Rm)
Скорость каротажа	До 1097 м/ч (3600 футов/ч)
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Концевой прибор совместимый с большинством приборов, расположенных выше
Специальные области применения	Получение высококачественных данных в прихватоопасных скважинах или скважинах с неровными стенками

Характеристики компонентов платформы Platform Express

	HGNS	HRMS	HALS	AIT-H and AIT-M Tools
Регистрируемые данные	Гамма-каротаж, водородосодержание по ННК, одноосная акселерометрия	Объемная плотность, фотоэлектрический фактор (PEF), кавернометрия, микробоковой каротаж	2 разноглубинных УЭС по данным бокового метода, ПС, УЭС бурового раствора (Rm)	5 разноглубинных УЭС по данным индукционного метода, ПС, УЭС бурового раствора (Rm)
Диапазон измерения	Гамма-каротаж: 0–1000 gAPI Водородосодержание: 0–60%	Объемная плотность: 1,04–3,3 г/см ³ PEF: 0,9–10 Кавернометрия: 22 дюйма (55,88 см)	0,2–40000 Ом-м	0,1–2000 Ом-м
Вертикальное разрешение	Гамма-каротаж: 30,48 см [12 дюймов] Пористость: 30,48 см [12 дюймов]	Объемная плотность: 45,72 см [18 дюймов] в стволе диаметром 15,24 см [6 дюймов]	Стандартное разрешение: 45,72 см [18 дюймов] Высокое разрешение: 20,32 см [8 дюймов] в стволе диаметром 15,24 см [6 дюймов]	0,30, 0,61 и 1,22 м (1, 2 и 4 фута)
Погрешность	Гамма-каротаж: ±5% Водородосодержание: 0–20 % = ±1 % 30 % = ±2 % 45 % = ±6 %	Объемная плотность: ±0,01 г/см ^{3†} (погрешность), 0,025 г/см ³ (повторяемость) Кавернометрия: 0,25 см [0,1 дюйма] (погрешность), 0,127 см [0,05 дюйма] (повторяемость)	1–2000 Ом-м: ±5%	УЭС: ±0,75 мСм/м (проводимость) или 2%
Радиус исследования	Гамма-каротаж: 61,0 см [24 дюйма] Пористость: ~23 см [~ 9 дюймов] (изменяется в зависимости от свойств пласта)	Плотность: 12,70 см [5 дюймов]	81 см [32 дюйма] (зависит от УЭС пласта и бурового раствора)	AO/AT/AF10 [†] : 25,40 см [10 дюймов] AO/AT/AF20: 50,80 см [20 дюймов] AO/AT/AF30: 76,20 см [30 дюймов] AO/AT/AF60: 152,40 см [60 дюймов] AO/AT/AF90: 228,60 см [90 дюймов]
Наружный диаметр	8,57 см [3,375 дюйма]	12,11 см [4,77 дюйма]	9,21 см [3,625 дюйма]	9,84 см [3,875 дюйма]
Длина	3,31 м [10,85 фута]	3,75 м [12,3 фута]	4,88 м [16 футов]	4,88 м [16 футов]
Масса	78 кг [171,7 фунта]	142 кг [313 фунтов]	100 кг [221 фунт]	AIT-H: 116 кг [255 фунтов] AIT-M: 128 кг [282 фунтов]

† AO = вертикальное разрешение 0,30 м (1 фут), AT = вертикальное разрешение 0,61 м (2 фута), AF = вертикальное разрешение 1,22 м (4 фута)

Геофизические исследования скважин через долото. Платформа ThruBit



Модульная компоновка геофизических приборов малого диаметра ThruBit* предназначена для регистрации расширенного комплекса ГИС в сложных геолого-технологических условиях. Трех- или четырехзондовая компоновка приборов доставляется в интервал исследований скважины сквозь буровую колонну и долото.

Эта уникальная система доставки геофизических приборов позволяет проводить измерения в субгоризонтальных скважинах, а также – скважинах, пробуренных с осложнениями (овализация ствола/обрушения стенок скважины и др.). При максимальном диаметре компоновки всего 5,4 см, все приборы комплекса легко проходят сквозь большинство буровых труб, ясов, утяжеленных буровых труб и выходят в интервал открытого ствола через отверстие бурового долота Portal*. Затем проводится каротаж в открытом стволе на кабеле или во время подъема буровой колонны, что повышает надежность проведения измерений в нестабильных скважинах или скважинах со сложной геометрией ствола, минимизирует риски прихвата оборудования и существенно сокращает время работ по сравнению с альтернативными методами доставки приборов.

Геофизические приборы в составе системы ThruBit также можно спускать в виде отдельных компонентов:

- Прибор телеметрии, включающий блок памяти и зонд гамма-каротажа, выполняет функции передачи и записи данных в память (при автономной работе) для всей компоновки приборов. Датчик ГК измеряет естественное гамма-излучение горных пород, применяемое для геологической корреляции разрезов скважин, а также – для оценки объемной глинистости. Многоосный акселерометр регистрирует положение прибора в стволе скважины во время регистрации данных ГИС. Встроенный термометр позволяет оценивать изменение температуры в стволе скважины с глубиной.
- Прибор многозондового индукционного каротажа позволяет регистрировать пять разноглубинных измерений УЭС пласта с тремя вертикальными разрешениями. Прибор имеет встроенный резистивиметр для оценки УЭС бурового раствора и последующего ввода поправок в данные ГИС.
- Прибор нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам применяется как в открытом стволе, так и в обсадной колонне для измерения пористости пород-коллекторов. В измерения могут вноситься поправки за температуру, давление, диаметр ствола, тип бурового раствора, его плотность, минерализацию, а также – толщину глинистой корки.
- Прибор гамма-гамма литоплотностного каротажа позволяет оценивать объемную плотность пород, индекс фотоэлектрического поглощения (P_e), а также - диаметр ствола. Обработка данных измерений включает в себя ввод поправок диаметр ствола скважины, тип и плотность бурового раствора. Сцинтилляционные детекторы прибора размещены на прижимном шарнирном башмаке для обеспечения постоянного контакта с исследуемыми породами, что позволяет получать данные хорошего качества даже в наклонных и нецилиндрических стволах. Прижимающий механизм одновременно, является еще и одноосным каверномером, позволяющим измерять фактический диаметр ствола скважины.
- Система акустического каротажа через буровое долото ThruBit Dipole* позволяет оценивать характеристики продольных и поперечных волн, возбуждаемых, как дипольным, так и монополярными излучателями, а также - волны Стоунли. Алгоритм оценки 3D анизотропии применяется для преобразования данных измерений продольных, быстрых и медленных поперечных волн и волны Стоунли

относительно оси скважины в соответствующие этим направлениям компоненты тензора упругих модулей. Последующее сравнение этих компонент позволяет выделить анизотропные интервалы, а также определить тип наблюдаемой акустической анизотропии – обусловленный свойствами самой породы, такими как трещиноватость или слоистая текстура, либо разницей горизонтальных напряжений.

- Прибор спектрального гамма-каротажа позволяет измерять общий спектр естественного гамма-излучения горных пород и разделять его на вклады излучений изотопов групп калия, тория, и урана. Оценка относительных содержаний этих трех наиболее часто встречающихся компонент естественного гамма излучения горных пород позволяет определять преобладающий тип глинистых минералов, а также - помогают определять содержание органического углерода.

Уникальная компоновка ThruBit может доставляться на забой через буровую компоновку как на кабеле, так и без кабеля – путем прокачки приборов давлением бурового раствора. В последнем случае, запись данных ГИС производится в автономном режиме (в память модуля телеметрии) при подъеме компоновки буровой колонны. При этом, непосредственно перед доставкой компоновки приборов в интервал исследований, ствол скважины может быть проработан долотом Portal. Каротажный кабель отсоединяется и извлекается из скважины, и запись выполняется в запоминающем режиме во время подъема буровой колонны.

Из горизонтальных или вертикальных скважин, компоновку геофизических приборов можно извлечь до того, как буровая колонна будет полностью поднята на поверхность, чтобы обеспечить возможность начала операций по заканчиванию. В любой момент во время доставки прибора в скважину и записи сохраняется полный контроль

над буровой колонной. При необходимости возможно проводить циркуляцию или вращение колонны при полном сохранении контроля за давлением на поверхности.

Области применения

- ГИС в открытом стволе:
 - В горизонтальных скважинах и скважинах с большим зенитным углом
 - В нефтегазоматеринских породах
 - В скважинах с нестабильным состоянием ствола
 - В скважинах с осложнениями (размывы, кавернозность, овализация)
- Данные для оценки петрофизических свойств пород, планирования и оптимизации систем заканчивания в скважинах на месторождениях углеводородов, представленных нефтегазоматеринскими породами.

Технические характеристики

Компоновка приборов ГИС через буровое долото ThruBit	
Регистрируемые данные	Прибор телеметрии, блок памяти, прибор гамма-каротажа: ГК, трехосный акселерометр, температура в скважине Прибор многозондового индукционного каротажа: 5 разноглубинных УЭС, сопротивление бурового раствора, дополнительно - ПС Прибор нейтронного каротажа: пористость по тепловым нейтронам Прибор плотностного каротажа: объемная плотность, ФЭФ (Ре), диаметр ствола Система акустического каротажа ThruBit: dT продольной, поперечной и Стоунли волн, 3D анизотропия Прибор спектрального гамма-каротажа: естественное гамма-излучение; поправка показателей гамма-излучения за уран; кривые по калию, торию и урану
Скорость каротажа	Прибор телеметрии, блок памяти, и прибор гамма-каротажа; приборы нейтронного, плотностного, индукционного и акустического каротажа 550 м/ч [1800 футов в час]
Диапазон измерений	Гамма-каротаж: от 0 до 1000 единиц гамма излучения gAPI Каротаж сопротивления: от 0.1 до 2000 Омм. Нейтронный каротаж: от 0 до 60 ед. Объемная плотность: от 1.04 до 3.3 г/см ³ Фотоэлектрический фактор: от 0.9 до 10 Каверномер: 46 см. [18 дюймов] Дипольный излучатель АК: dTs < 656 мкс/м [200 мкс/фут] Монопольный излучатель: dTr и dTs < 558 мкс/м [170 мкс/фут]
Вертикальное разрешение	ГК: 30.48 – 60.96 см [от 12 до 24 дюймов] Многозондовый ИК: 0.305, 0.61, 1.22 м [1, 2, 4 фута] ННК-т: 30.48 – 38.1 см [от 12 до 15 дюймов] ГК-п: 22.86 – 30.48 см [от 9 до 12 дюймов] Дипольный АК: <1,12 м [<44 дюйма] – разрешение обработки при частоте дискретизации 15.24 см [6 дюймов]
Погрешность	ГК: ±5% gAPI Многозондовый ИК: ±1 Ом*м или ±2%, в зависимости от того, какая величина больше [при измерении 152.40 см [60 дюймов]] ННК-т: ±1 ри или 5% при измерении пористости, %, в зависимости от того, какая величина больше ГК-п: ±0.02 г/см ³ ФЭФ [Ре]: ±0.15 Каверномер: ±0.51 см [±0.2 дюйма] dT: ±6.6 мкс/м [±2 мкс/фут] или ±2% в скважине диаметром 22.22 см [8 7/8 дюйма] Тн: ±3.2 ч/млн или ±5% от измеренного значения U: ±1 ч/млн или ±5% от измеренного значения K: ±0.5% [вес] или ±10% от измеренного значения
Радиус исследования	ГК: 30.48 см [12 дюймов] Многозондовый ИК: 25.40, 50.80, 76.20, 152.40 и 228.60 см [10, 20, 30, 60 и 90 дюймов] ННК-т: 25.40 см [10 дюймов] ГК-п: 5.08 см [2 дюйма] ФЭФ (Ре): 10.16 см [4 дюйма] dT: 7.62 см [3 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Со всеми приборами системы ThruBit
Специальное применение	

1 Наличие системы ограничено, свяжитесь с представителем компании Schlumberger.

Механические характеристики

	Компоновка приборов ГИС через буровое долото ThruBit
Номинальная температура	С тремя зондами: 150 °C [302 °F] С четырьмя зондами: 150 °C [302 °F]
Номинальное давление	103 мПа [15 000 фунтов/дюйм ²]
Диаметр скважины – мин.	10.16 см [4 дюйма] Дипольный АК: 14.60 см [5 ¾ дюйма]
Диаметр скважины – макс.	Прибор телеметрии, блок памяти, прибор ГК и многозондовый прибор ИК: 35.56 см [14 дюймов] Приборы ННК-т и ГК-п: 40.64 см [16 дюймов] Дипольный АК: 22.22 см [8¾ дюйма]
Наружный диаметр	5.4 см [2.125 дюйма]
Длина	Прибор телеметрии, блок памяти и прибор ГК: 186.9 см [73.6 дюйма] Многозондовый прибор ИК: 470 см [185 дюймов] Прибор ННК-т: 188 см [74 дюйма] Прибор ГК-п: 325 см [128 дюймов] Дипольный АК: 444 см [349 дюймов] Монопольный АК: 596 см [234.6 дюйма] Спектральный ГК: 178.1 см [70.125 дюйма]
Масса	Прибор телеметрии, блок памяти, и прибор ГК: 20.4 кг [45 фунтов] Многозондовый прибор ИК: 42.6 кг [94 фунта] Прибор ННК-т: 28.6 кг [63 фунта] Прибор ГК-п: 42.6 кг [94 фунта] Дипольный АК: 105 кг [132 фунта] Монопольный АК: 52 кг [114 фунта] Спектральный ГК: 17.2 кг [38 фунта]
Прочность при натяжении	В зависимости от конфигурации и области применения
Прочность при сжатии	В зависимости от конфигурации и области применения

1 177 °C (350 °F) по специальному заказу.

Универсальная платформа малого диаметра Multi Express для оценки ФЕС коллекторов

Компоновка приборов малого диаметра Multi Express* предназначена для доставки на забой скважины при помощи различных устройств. Она позволяет регистрировать данные ГИС согласно принятым в отрасли стандартам качества с преимуществами, которые обеспечивает малый диаметр и компактный размер компоновки. Высокая эффективность обеспечивается за счет записи данных ГИС в память, а также возможностью применения различных методов спуска приборов в необсаженный ствол или через колонну бурильных труб на кабеле или на ГНКТ.

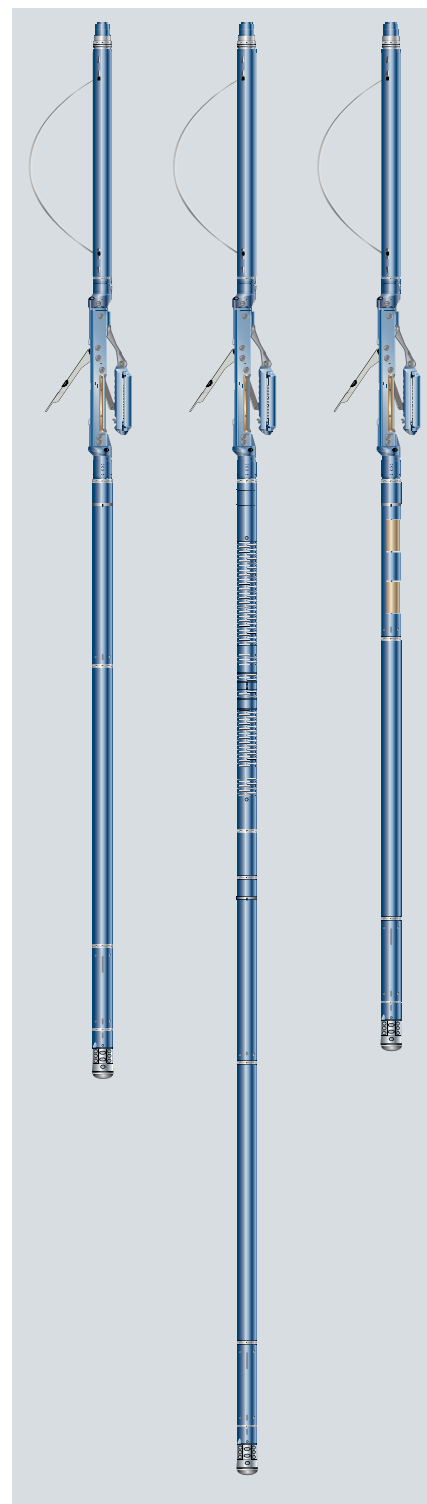
Платформа Multi Express оборудована складными центраторами и дугообразными пружинами. Ее наружный диаметр, равный 2.25 дюймам [5.72 см], позволяет проводить работы в скважинах малого диаметра и применять альтернативные варианты спуска. При этом, платформа Multi Express объединяет в себе полный набор приборов стандартного комплекса ГИС:

- Прибор интегрального гамма-каротажа, нейтронного каротажа и телеметрии
- Прибор лито-плотностного каротажа
- Прибор акустического каротажа
- Прибор микробокового каротажа со сферической фокусировкой
- Прибор двухзондового индукционного каротажа
- Датчик измерения температуры

Измерения, выполняемые с помощью комплекса Multi Express, позволяют получить ценную информацию в самых разнообразных скважинных условиях. Шарнирный башмак прибора лито-плотностного каротажа служит для устранения влияния неровности ствола за счет улучшения контакта башмака с пластом. Полное определение характеристик коллектора в скважинах, вскрывающих залежи метана угольных пластов (СВМ), подразумевает точность при измерении низких значений плотности и фотоэлектрического фактора (PEF), типичных для таких скважин. Точное определение пористости в скважинах, заполненных воздухом, обеспечивается при помощи измерений нейтронного каротажа по надтепловым нейтронам и аудио-термометрии.

Применение

- Определение нефтегазонасыщенности и оценка содержания подвижных углеводородов
- Выделение интервалов пластов-коллекторов
- Обнаружение газонасыщенных зон
- Определение литологии пород
- Стратиграфическая корреляция разрезов скважин
- ГИС для изучения залежей метана угольных пластов
- Каротаж в скважинах, заполненных воздухом
- Каротаж в скважинах малого диаметра (до 3 дюймов [7.62 см])
- Спуск через бурильные трубы
- Каротаж на ГНКТ в режиме реального времени



Механические характеристики

Multi Express Platform

Регистрируемые данные	<p>Прибор интегрального гамма-каротажа, нейтронного каротажа и телеметрии: гамма-излучение, пористость по тепловым нейтронам (для скважин, заполненных жидкостью), пористость по надтепловым нейтронам (для скважин, заполненных воздухом), локатор муфт, натяжение на кабельной головке.</p> <p>Прибор лито-плотностного каротажа: объемная плотность, ФЭФ (PEF), каверномер</p> <p>Прибор акустического каротажа: Δt (интервальное время пробега продольных и поперечных волн в высокоскоростных пластах), АКЦ (CBL), фазокорреляционная диаграмма (VDL), SFL* прибор микробокового каротажа со сферической фокусировкой: УЭС зоны проникновения фильтра бурового раствора (Rxo), ПС (SP)</p> <p>Прибор двухзондового индукционного каротажа: УЭС по большому и малому зондам, УЭС бурового раствора (Rm)</p> <p>Прибор для измерения температуры: измерение температуры скважины, высокочастотные аудиоизмерения в скважинах, заполненных воздухом</p>
Скорость каротажа	<p>Трехприборная компоновка, в т.ч. для скважин, заполненных воздухом: 1 372 м/ч [4 500 фут/ч]</p> <p>Четырехприборная компоновка с прибором акустического каротажа: 1 097 м/ч [3 600 фут/ч]</p> <p>С высоким разрешением: 1097 м/ч [3600 фут/ч][†]</p>
Диапазон измерений	<p>Гамма — излучение: от 0 до 500 gAPI</p> <p>Пористость по тепловым нейтронам: от -2 до 100 ри Объемная плотность: от 1.0 до 3.1 г/см³</p> <p>PEF от 0.3 до 6</p> <p>Каверномер: от 5.72 до 36.83 см [от 2.25 до 14.5 дюймов]</p> <p>Δt: от 138 до 508 мкс/м [от 42 до 155 мкс/фут]</p> <p>ИК и МБК: от 0.2 до 2 000 Ом.м</p> <p>Температура: от -25 до 90°C [от 13 до 194°F]</p> <p>Аудио: 44 кГц \pm 2 кГц</p>
Вертикальное разрешение	<p>Гамма — излучение: 30.48 см [12 дюйма]</p> <p>Пористость по тепловым и надтепловым нейтронам: 30.48 и 60.96 см [12 и 24 дюйма]</p> <p>Объемная плотность и фотозлектрический фактор (PEF): 30.48 и 45.72 см [12 и 18 дюймов]</p> <p>Каверномер: 5.08 см [2 дюйма]</p> <p>Δt: 15.24 и 61 см [6 и 24 дюйма] — компенсированные зонды (ВНС), 24 дюйма — для анализа когерентности по времени и интервальному времени пробега волны (STC)</p> <p>АКЦ (CBL): 15.24 см [6 дюймов]</p> <p>ФКД (VDL): 5.08 см [2 дюйма]</p> <p>Каротаж ИК с большим и средним радиусами исследования: от 0.61 до 1.22 м [от 2 до 4 фут]</p> <p>Прибор МБК: 45.72 см [18 дюймов]</p>
Погрешность	<p>Гамма — излучение: $\pm 5\%$</p> <p>Пористость по тепловым нейтронам: ± 0.5 ри для < 10 ри, $\pm 5\%$ показаний для диапазона от 10 до 50 ри (погрешность);</p> <p>Источник 16Ки: 0.55 ри при 10 ри, 1,1 ри при 30 ри, 2,8 ри при 45 ри,</p> <p>Источник 8Ки: 0.78 ри при 10 ри, 1,56 ри при 30 ри, 3,9 ри при 45 ри (повторяемость)</p> <p>Пористость по надтепловым нейтронам: ± 0.5 ри для < 10 ри, $\pm 7.5\%$ показаний для диапазона от 10 до 50 ри (погрешность);</p> <p>Источник 16Ки: 0.55 ри при 11 ри, 1.1 ри при 30 ри, 2.2 ри при 45 ри,</p> <p>Источник 8Ки: 0.77 ри при 10 ри, 1.6 ри при 30 ри, 3.3 ри при 45 ри (повторяемость)</p> <p>Объемная плотность: ± 0.015 г/см³ в жидкости, ± 0.02 г/см³ в воздухе (погрешность); 0.011 г/см³ при 2.7 г/см³ (повторяемость) PEF: ± 0.1 ниже 1, $\pm 10\%$ выше 1 (погрешность); 0.055 для $Pe < 1$, 5.5 % для $Pe > 1$ (повторяемость)</p> <p>Каверномер: ± 5.08 см [± 0.2 дюйм] в диапазоне от 8.89 до 25.08 см [от 3.5 до 9.875 дюйма] (погрешность); 0.1 дюйм [0.25 см] (повторяемость)</p> <p>Δt: ± 2 мкс/фут [± 6.6 мкс/м]</p> <p>АКЦ (CBL): $\pm 10\%$ (погрешность), 2% (повторяемость)</p> <p>Температура: продолжительность измерения 70 мс, 2.5°C [1.4°F] (повторяемость)</p>
Глубина исследования:	<p>Гамма — излучение: 8 дюйм [20.32 см]</p> <p>Пористость по тепловым и надтепловым нейтронам: 25.4 см [10 дюйм] при 20 ри</p> <p>Объемная плотность: от 10.16 до 15.24 см [от 4 до 6 дюйм]</p> <p>Δt, АКЦ и ФКД: 7.62 см [3 дюйм]</p> <p>ИК с большим радиусом исследований: 178 см [70 дюйм]</p> <p>ИК со средним радиусом исследований: 76 см [30 дюйм]</p> <p>Прибор МБК: от 30.48 до 38.10 см [от 12 до 9 дюйм]</p>
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	PS Platform — Комплекс аппаратуры ПГИ, SCMT — акустический цементомер малого диаметра
Специальное применение	Скважины малого диаметра — альтернативные методы спуска

Механические характеристики

	Multi Express Platform
Максимальная температура	105°C [221°F]
Максимальное давление	55 МПа [8 000 psi]
Диаметр скважины — мин.	7.62 см [3.0 дюйма]
Диаметр скважины — макс.	32.39 см [12.75 дюйма]
Внешний диаметр	5.72 см [2.25 дюйма]
Длина	Трехприборная компоновка: 16.1 м [53 фута] Прибор для скважин, заполненных воздухом: 14.3 м [47 футов] Четырехприборная компоновка: 20.4 м [67 футов]
Вес	Макс. для каждого компонента прибора: 41 кг [90 фунтов]
Прочность на растяжение	Трехприборная компоновка: 66 720 Н [15 000 фунт-силы] Прибор акустического каротажа: 25 580 Н [5 750 фунт-силы]
Прочность на сжатие	7 1260 Н [1 600 фунт-силы]

Аппаратный комплекс Xtreme для условий высоких давлений и температур (НРНТ)



Аппаратный комплекс Xtreme обеспечивает проведение ГИС в неблагоприятных условиях высокого давления и температур за счет применения усиленных, надежных датчиков, обеспечивающих получение данных высокого качества. Рассчитанные на температуру 260°С (500° F) и давление 172 МПа (25000 psi) датчики, разработанные с применением самой современной технологии, интегрированы в одну спускаемую на кабеле компоновку, позволяющую производить каротаж скважин глубиной до 9100 м (30000 футов). Полный набор вспомогательного оборудования, включая комплект аппаратуры для комплексных измерений и специальное программное обеспечение для планирования работ комплекса Xtreme, позволяют проводить высокоточные геофизические измерения в сложных термобарических условиях. Комплекс Xtreme состоит из следующих приборных модулей:

- Интегрированный картридж телеметрии и гамма-каротажа для неблагоприятных условий (HTGC) включает картридж акселерометра, обеспечивающий внесение поправок неравномерную скорость движения во все измерения системы Xtreme в реальном времени и контроль забойной температуры.
- Прибор спектрального гамма-каротажа для неблагоприятных условий (HNGS) обеспечивает измерение общего гамма-излучения, гамма-излучения с поправкой за излучение урана, а также отдельные измерения концентрации тория, урана и калия в продуктивном пласте.
- В приборе импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для неблагоприятных условий (NAPS) применяется генератор нейтронов для измерения нейтронной пористости и определения сечения захвата тепловых нейтронов (показатель «сигма») с поправкой за условия измерений. Прибор позволяет опре-

делить глинистость, рассчитать гранулометрический состав пород, а также рассчитать минерализацию воды.

- Прибор литоплотностного каротажа для неблагоприятных условий (HLDS) измеряет объемную плотность и фотоэлектрический фактор горных пород на основании данных по полному спектру, поступающих с двухдетекторной компоновки.
- Прибор акустического каротажа для неблагоприятных условий (HSLT) позволяет надежно измерить скорость акустических волн в горных породах с компенсацией за скважинные условия, при этом производится регистрация полной волновой картины. Прибор также позволяет производить измерения АКЦ в обсаженных скважинах.
- Многозондовый индукционный прибор для неблагоприятных условий (HIT) обеспечивает проведение высококачественных измерений УЭС, аналогичных замерам стандартного прибора АПТ. Измерение УЭС бурового раствора в реальном времени дополняет расчет зазора между прибором и стенками скважины, позволяя вносить точные поправки за скважинные условия.

Области применения

- Определение пластового УЭС (Rt) с помощью разноглубинных зондов
- Оценка литологии и ФЕС пластов-коллекторов, их характер насыщения и положения флюидальных контактов
- Определение геометрии ствола скважины
- В условиях высокого скважинного давления и температуры

Механические характеристики

	HTGC	HNGS	HAPS	HLDS	HSLT	HIT
Макс. рабочая температура	260°C [500°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]
Макс. рабочее давление	172 МПа [25000 psi]	172 МПа [25000 psi]	172 МПа [25000 psi]	172 МПа [25000 psi]	172 МПа [25000 psi]	172 МПа [25000 psi]
Мин. диаметр ствола мин.	12,07 см [4¾ дюйма]	12,07 см [4¾ дюйма]	14,92 см [5¾ дюйма]	11,43 см [4½ дюйма]	12,07 см [4¾ дюйма]	12,38 см [4¾ дюйма]
Макс. диаметр ствола макс.	Предел не установлен	Предел не установлен	53,34 см [21 дюйм]	50,8 см [20 дюймов]	50,8 см [20 дюймов]	50,8 см [20 дюймов]
Наружный диаметр	9,53 см [3,75 дюйма]	9,53 см [3,75 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	8,89 см [3,5 дюйма]	9,84 см [3,875 дюйма]	9,84 см [3,875 дюйма]
Длина [†]	3,25 м [10,67 фута]	3,57 м [11,7 фута]	4,88 м [16 футов]	3,83 м [12,58 фута]	7,77 м [25,5 фута] [‡]	8,90 м [29,2 фута]
Масса	120 кг [265 фунтов]	125 кг [276 фунтов]	181 кг [400 фунтов]	182 кг [402 фунтов]	199 кг [440 фунтов] [‡]	283 кг [625 фунтов]
Прочность на растяжение	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]	133450 Н [30000 фунт-сил]	132112 Н [29700 фунт-сил]	88964 Н [20000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	88964 Н [20000 фунт-сил]	102310 Н [23000 фунт-сил]	66723 Н [15000 фунт-сил]	22240 Н [5000 фунт-сил]	Зонд HSLT-W с ВНС: 2 12766 Н [870 фунт-сил] Зонд HSLT-Z с DDBНС: 7340 Н [1650 фунт-сил]	26690 Н [6000 фунт-сил]
Время работы при 260°C [500°F]	12 ч	10 ч	4 ч	5 ч	5 ч	12 ч

[†] Длина в собранном виде

[‡] Зонд с ВНС

§ В условиях проведения каротажа с подачей питания на прибор

Характеристики измерений прибора импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для неблагоприятных условий

HAPS	
Регистрируемые данные	Нейтронная пористость, «сигма», зазор между прибором и стенками скважины колонны
Скорость каротажа	Нормальный режим: 549 м/ч [1800 футов/ч] Высокоскоростной: 1097 м/ч [3600 футов/ч]
Диапазон измерения	Нейтронная пористость: 0–60 р.и.
Вертикальное разрешение	35,56 см (14 дюймов)
Погрешность	<7%: ±0,5% 7–30%: ±7% 30–60%: ±10% «Сигма»: ±0,1/м [±1 сц]
Радиус исследования	17,78 см [7 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Специальные области применения	При наличии H ₂ S

Характеристики измерений зонда литоплотностного каротажа для неблагоприятных условий

HLDS	
Регистрируемые данные	Плотность горной породы, PEF, кавернометрия
Скорость каротажа	Нормальный режим: 549 м/ч [1800 футов/ч] Высокоскоростной: 1097 м/ч [3600 футов/ч]
Диапазон измерения	Плотность: 2–3 г/см ³ Пористость: 0–60% PEF: 1–6 Кавернометрия: 40,64 см [16 дюймов]
Вертикальное разрешение	Плотность, пористость и PEF: 38,10 см [15 дюймов]
Погрешность	Плотность: ±0,01 г/см ³ PEF: ±6% Кавернометрия: ±0,64 см [±0,25 дюймов]
Радиус исследования	Плотность, пористость и PEF: 15,24 см [6 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Измерения плотности и PEF чувствительны к бариту
Специальные области применения	При наличии H ₂ S

Характеристики измерений прибора акустического каротажа для неблагоприятных условий

	HSLT
Регистрируемые данные	Интервальное время пробега продольных волн (dT)
Скорость каротажа	1097 м/ч [3600 футов/ч]
Диапазон измерения	131–590 мкс/м [40–180 мкс/фут]
Вертикальное разрешение	30,48 см [12 дюймов]
Погрешность	±6,6 мкс/м [±2 мкс/фут]
Радиус исследования	7,62 см [3 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Специальные области применения	При наличии H ₂ S

Характеристики измерений многозондового индукционного прибора для неблагоприятных условий

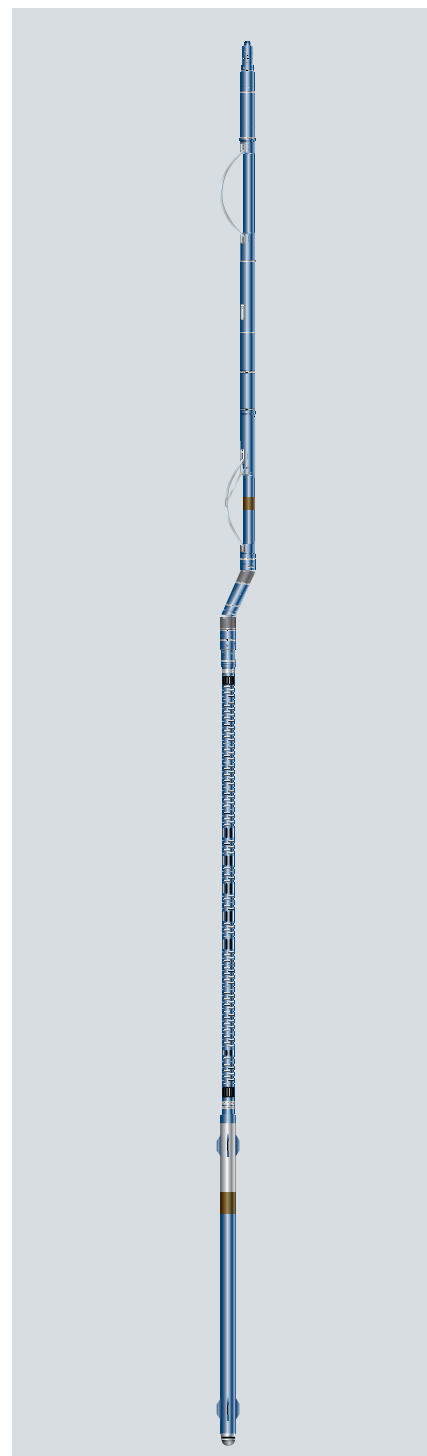
	НIT
Регистрируемые данные	УЭС в радиусе 25,40; 50,80; 76,20; 152,40 и 228,60 см [10, 20, 30, 60 и 90 дюймов]
Скорость каротажа	1097 м/ч [3600 футов/ч]
УЭС	0,1–2000 Ом-м
Вертикальное разрешение	0,30; 0,61 и 1,22 м [1, 2 и 4 фута]
Погрешность	±0,75 мСм/м или 2% [большая из этих величин]
Радиус исследования	АНТ10: 25,40 см [10 дюймов] АНТ20: 50,80 см [20 дюймов] АНТ30: 76,20 см [30 дюймов] АНТ60: 152,40 см [60 дюймов] АНТ90: 228,60 см [90 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Некоторые высокоминерализованные растворы могут не попадать в рабочий диапазон индукционного прибора
Специальные области применения	При наличии H ₂ S

Аппаратный комплекс SlimXtreme для применения в малогабаритных скважинах в условиях высоких температур и давления

Предназначенный для применения в малогабаритных скважинах в условиях НРНТ аппаратный комплекс SlimXtreme обеспечивает надежную оценку литологии и ФЕС пластов-коллекторов в неблагоприятных условиях бурения. Сочетание износоустойчивых датчиков, рассчитанных на высокие давление и температуру, конструкции, рассчитанной на работу в малогабаритных скважинах и полного набора вспомогательного оборудования позволяет регистрировать высококачественные данные ГИС для получения результатов в реальном времени на буровой. Приборная компоновка SlimXtreme, диаметр которой с полной оснасткой составляет всего 3 дюйма [7,62 см], позволяет проводить замеры многозондового индукционного каротажа, акустического каротажа с коррекцией за скважинные условия, плотностной каротажа, компенсированный нейтронный и гамма-каротаж за одну СПО. Высокоскоростной каротаж производится со скоростью 3600 фут/час [1097 м/час], в нормальном режиме скорость составляет 1800 фут/час [549 м/час]. Входящие в состав компоновки приборы поддерживаются усовершенствованными кабельными цифровыми средствами телеметрии, которые рассчитаны на те же давление и температуру, что и платформа SlimXtreme в целом, и способны передавать данные по кабелю длиной до 36000 футов [10973 м]

Многозондовый индукционный прибор комплекса SlimXtreme (QAIP) имеет пять радиусов исследования и три вертикальных разрешения (аналогично прибору АП). Данные прибора полностью корректируются за скважинные и пластовые условия, поэтому расчетные значения УЭС пласта и УЭС зоны проникновения, профиль проникновения позволяют достоверно охарактеризовать коллектор. Измерение УЭС бурового раствора в реальном времени дополняет расчет зазора между прибором и стенками скважины, позволяя вносить точные поправки за скважинные условия.

Акустический прибор комплекса SlimXtreme (QSLT) — это прибор с монопольным излучателем, в котором применяется цифровой алгоритм для регистрации первых вступлений с целью надежного определения интервального времени акустических волн в горных породах с компенсацией за условия измерений (3–5 футов [0,91–1,52 м] или 5–7 футов [1,52–2,13 м]). Для оценки качества цементирования обсадной колонны прибор может работать в режиме АКЦ. Прибор литоплотностного каротажа комплекса SlimXtreme (QLDT) измеряет плотность и фотоэлектрический фактор породы путем регистрации полного спектра излучения с помощью трехзондовой компоновки. Прибор QLDТ управляет электронным модулем пружинного каверномера (QSCS), который помимо кавернометрии на спуске и подъеме позволяет создать необходимое прижимное усилие. Прибор компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа комплекса SlimXtreme (QCNT) позволяет получать такие же высококачественные данные по пористости с поправкой за условия измерений, которые получают с помощью традиционного компенсированного нейтронного каротажа (CNL*). Комбинированный картридж телеметрии и гамма-каротажа комплекса SlimXtreme (QTGC) имеет встроенный акселерометр для коррекции всех измерений, производимых комплексом SlimXtreme, за неравномерное движение компоновки в реальном времени. Картридж также осуществляет измерение температуры бурового раствора в реальном времени.



Области применения

- Применение комбинированной компоновки для оценки литологии и ФЕС пластов в:
 - Малогабаритных скважинах
 - Условиях эвысоких температур и давлений
 - Многоствольных скважинах
 - Скважинах с большим отходом забоя от вертикали
 - Скважинах с повторным вводом
- Проведение каротажа через бурильные трубы (минимальный внутренний диаметр 8,89 см [3,5 дюйма]) в экстренных условиях
- Каротаж на бурильных трубах

Характеристики измерений

	QAIT	QSLT	QLDT	QCNT	QTGC
Регистрируемые данные	25,40-, 50,80-, 76,20-, 152,40- и 228,60-см [10-, 20-, 30-, 60- и 90 дюймов] УЭС по индукционному зонду с большим радиусом исследования, ПС, УЭС бурового раствора	Δt продольных и поперечных волн, пористость, АКЦ	Объемная плотность, пористость, Фотоэлектрический фактор (PEF)	Пористость по тепловым нейтронам	ГК пласта
Скорость каротажа	1 097 м/ч [3 600 футов/ч]	1 097 м/ч [3 600 футов/ч]	549 м/ч (1 800 футов/ч)	549 м/ч [1 800 футов/ч]	549 м/ч [1 800 футов/ч]
Диапазон измерений	От 0,1 до 2 000 Ом.м	от 131 до 1312 мкс/м (от 40 до 400 мкс/фут)	Объемная плотность: от 1,3 до 3,05 г/см ³ Фотоэлектрический фактор (PEF): от 1 до 6 Каверномер: 24,13 см [9,5 дюйма]		От 0 до 2000 gAPI (единицы гамма-излучения Американского нефтяного института)
Вертикальное разрешение	0,30, 0,61 и 1,22 м [1, 2 и 4 фута]	Δt продольных волн: 0,61 м [2 фута] (стандарт), 15,24 см [6 дюймов] короткое расстояние Δt поперечных волн: 0,61 м [2 фута] АКЦ: 0,91 м [3 фута] (амплитуда), 1,52 м [5 футов] (ФКД)	Плотность: 38,10 см [15 дюймов] 30,48 см [12 дюймов]		30,48 см [12 дюймов]
Погрешность	±0,75 мкс/м (проводимость) или ±2% (в зависимости от того, какое из значений больше)	Δt: ±6,6 us/м [±2 us/фут]	Объемная плотность: ±0,15 г/см ³ (погрешность), 0,014 г/см ³ (повторяемость) Каверномер: ±0,25 см [±0,1 дюйма] (погрешность), 0,127 см [0,05 дюйма] (повторяемость)	От 0 до 20 ри (ед. пористости): ±1 ри 30 ри: ±2 ри 45 ри: ±6 ри	±5%
Радиус исследования	AO/AT/AF10: 25.40 См [10 IN] AO/AT/AF20: 50.80 См [20 IN] AO/AT/AF30: 76.20 См [30 IN] AO/AT/AF60: 152.40 См [60 IN] AO/AT/AF90: 228.60 См [90 IN]	7,62 см [3 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	~23 см [-9 дюймов] (изменяется в зависимости от водородного индекса пласта)	60,96 см [24 дюйма]
Ограничения по типу бурового раствора или его плотности	Высокоминерализованные растворы обычно находятся за пределами диапазона измерения приборов индукционного каротажа	Нет	Чувствителен к бариту	Исследования не могут проводиться в скважинах, заполненных воздухом или газом	Нет
Специальное применение	Скважины малого диаметра, скважины с высоким давлением и температурой				

Механические характеристики

	QAIT	QSLT	QLDT	QCNT	QTGC
Макс. рабочая температура	260°C [500°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]
Макс. рабочее давление	207 МПа [30 000 psi]	207 МПа [30 000 psi]	207 МПа [30 000 psi]	207 МПа [30 000 psi]	207 МПа [30 000 psi]
Мин. диаметр скважины	9,84 см [3 7/8 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	9,84 см [3 7/8 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	9,84 см [3 7/8 дюйма]
Макс. диаметр скважины	50,80 см [20 дюймов]	20,32 см [8 дюймов]	22,86 см [9 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]	Нет ограничений
Наружный диаметр	7,62 см [3 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]
Длина	9,39 м [30,8 фута]	7,01 м [23 фута] с централизатором: 9,11 м [29,9 фута]	4,48 м [14,7 фута]	3,63 м [11,9 фута]	3,25 м [10,67 фута]
Масса	226 кг [499 фунтов]	122кг [270 фунтов]	115 кг [253 фунта]	87 кг [191 фунт]	82 кг [180 фунтов]
Время нахождения в скважине при 260°C [500°F]	8 ч	5 ч	5 ч	8 ч	8 ч

IPL Комплекс ГИС для оценки пористости и определения литологии

Комплекс ГИС для оценки пористости и определения литологии IPL* — компоновка приборов радиоактивного каротажа. Он позволяет выполнять оценку различных петрофизических характеристик пластов-коллекторов, таких как пористость по данным нейтронного каротажа, объемная плотность, фотоэлектрический фактор, интегральное гамма-излучение, а также спектральный анализ гамма-излучения. Компоновка состоит из следующих приборов:

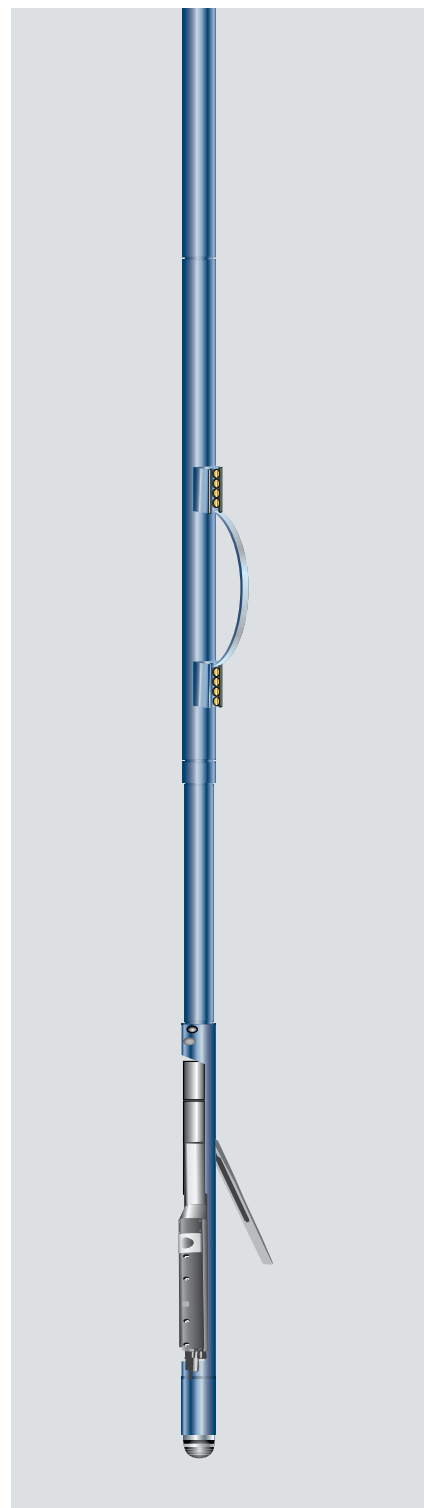
- Прибор спектрального гамма-каротажа для сложных скважинных условий (HNGS) оснащен набором высокоточных детекторов естественного гамма-излучения, позволяющих получать спектры высокого качества с улучшенной, по сравнению с приборами предыдущего поколения, статистикой. Дополнительное преимущество обеспечивается за счет использования двух детекторов вместо одного. Прибор HNGS способен вести запись на более высокой скорости, чем аналогичные приборы, используемые для измерения естественного гамма-излучения пласта. Так как рабочая температура прибора достигает 260°C (500°F), его можно применять в условиях высокотемпературных скважин.
- Прибор для оценки пористости по тепловым и надтепловым нейтронам APS* оснащен импульсным генератором нейтронов (не содержит изотопного источника). Большая мощность источника нейтронов позволяет регистрировать надтепловые нейтроны и экранировать ствол скважины. Благодаря этому, влияние ствола скважины и свойств пород (литологические особенности и минерализация пластовой воды) на измерения пористости минимально.

Пять детекторов прибора используются для оценки пористости, выделения газонасыщенных интервалов, оценки глинистости, получения данных высокого вертикального разрешения и внесения поправок за влияние ствола скважины. Измерения производятся в открытых и в обсаженных стволах скважин.

- Литоплотностной прибор применяется для измерения объемной плотности и фотоэлектрического фактора пород. Источник гамма-излучения и два детектора гамма-квантов смонтированы на прижимном башмаке. Высокая стабильность измерений обеспечивается магнитным экранированием и быстродействующей электроникой. Прибор LDS позволяет регистрировать полные высокоамплитудные спектры гамма-квантов и разделять их на стандартные энергетические диапазоны для последующей обработки — расчета объемной плотности и фотоэлектрического фактора пород из значений счетов импульсов в различных диапазонах с применением специальных алгоритмов контроля качества.

Применение

- Оценка пористости и литологии пород
- Оценка объемной плотности и фотоэлектрического фактора пород
- Измерение интегрального гамма-излучения и гамма-излучения с поправкой за излучение изотопов урана
- Идентификация газонасыщенных интервалов
- Макросечение захвата тепловых нейтронов породы



Характеристики измерений

	IPL Service
Регистрируемые данные	Объемная плотность пласта, PEF, гамма-излучение, пористость, кавернометрия
Скорость каротажа	Мин. 549 м/ч [1 800 фут/ч]
Диапазон измерений	См. индивидуальные характеристики измерений каждого прибора
Вертикальное разрешение	См. индивидуальные характеристики измерений каждого прибора
Погрешность	См. индивидуальные характеристики измерений каждого прибора
Радиус исследования:	См. индивидуальные характеристики измерений каждого прибора
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	HNGS: В БР на основе хлорида калия (KCl) — необходимо знать содержание KCl. Измерения плотности и PEF чувствительны к бариту.
Специальное применение	При наличии H ₂ S

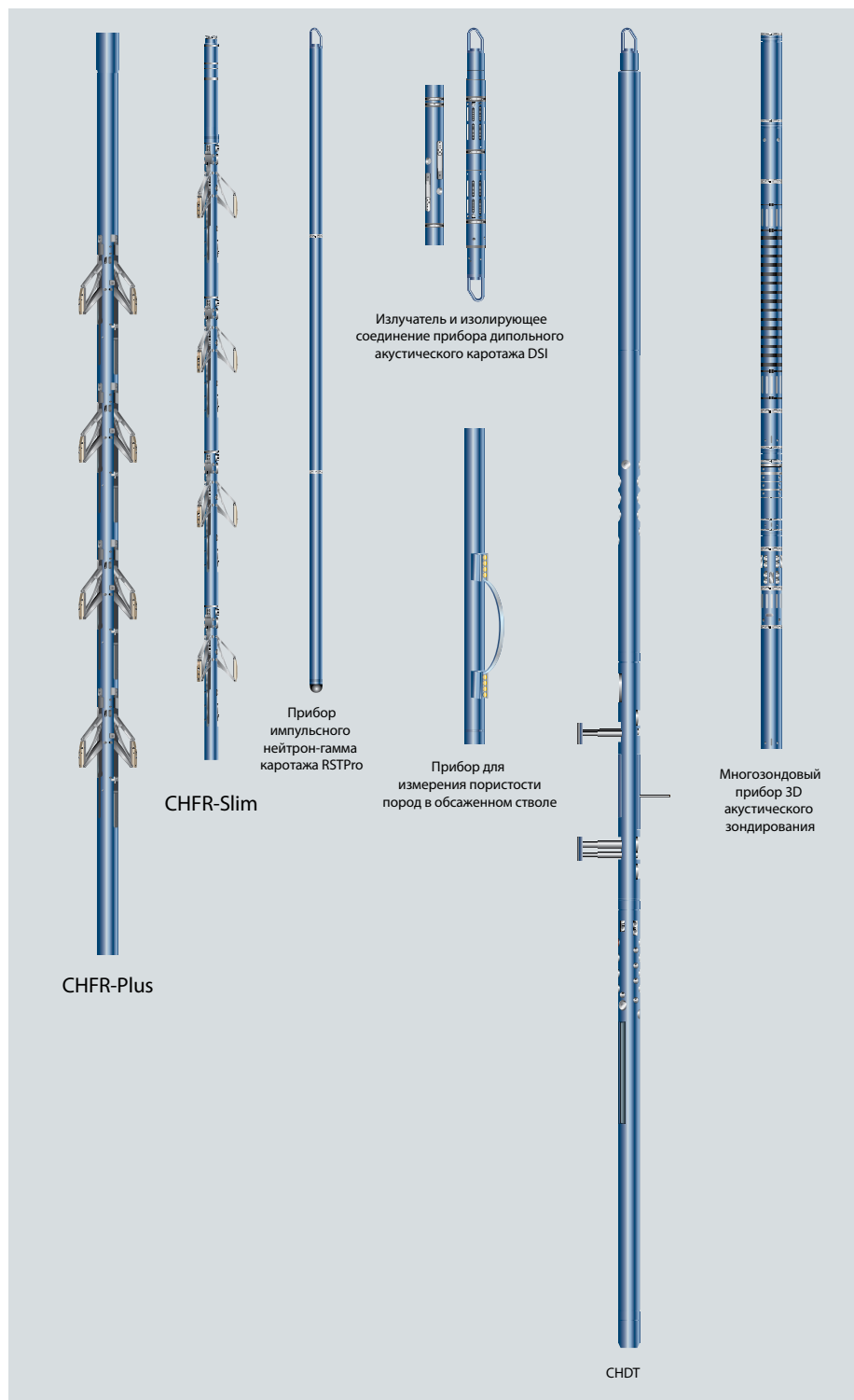
Механические характеристики

	Прибор IPL
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	15,24 см [6 дюймов]
Макс. диаметр скважины	53,34 см [21 дюйм]
Наружный диаметр	11,43 см [4,5 дюйма]
Длина	12,34 м [40,5 фута]
Масса	383 кг [845 фунтов]

Механические характеристики компонентов IPL

	HNGS	Зонд APS	LDS
Макс. рабочая температура	260°C [500°F]	177°C [350°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	172 МПа [25 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	12,07 см [4¾ дюйма]	11,75 см [4½ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]
Макс. диаметр скважины	Без ограничений	53,34 см [21 дюйм]	53,34 см [21 дюйм]
Наружный диаметр	9,53 см [3,75 дюйма]	9,40 см [3,625 дюйма]	11,43 см [4,5 дюйма]
Длина	3,57 м [11,7 фута]	3,96 м [13 футов]	3,35 м [11 футов]
Масса	125 кг [276 фунтов]	101 кг [222 фунта]	132 кг [292 фунта]
Прочность на натяжение	224 410 Н [50 000 фунт-силы]	224 410 Н [50 000 фунт-силы]	133 450 Н [30 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	102 310 Н [23 000 фунт-силы]	102 310 Н [23 000 фунт-силы]	22 240 Н [5 000 фунт-силы]

Комплексы ГИС для оценки фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов в обсаженной скважине



Со времени проведения первых геофизических исследований в открытом стволе в 1927 г. компания Schlumberger постоянно применяет передовые технологии для получения информации о свойствах пластов-коллекторов. Сегодня высококачественные геофизические измерения для оценки ФЕС пластов-коллекторов можно проводить и в обсаженных скважинах. Все применяемые технологии удовлетворяют трем основным требованиям компаний-недропользователей:

- Получение данных о вскрытых пластах в любых условиях. Если во время бурения скважины отмечаются или ожидаются осложнения, связанные с осыпанием стенок, оператор может предпочесть обсадить скважину сразу после ее бурения. Еще недавно оценку свойств пласта можно было производить только в открытом стволе, теперь это возможно и в обсаженной скважине.
- Обнаружение и оценка невыработанных целиков УВ. В старых скважинах могут существовать значительные невыработанные целики углеводородов. Гораздо рентабельнее и, зачастую, экологичнее разрабатывать эти остаточные запасы, используя имеющийся фонд скважин, чем бурить новые скважины.
- Оптимизация разработки пластов. Измерения с целью оценки текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов, выполняемые в старых скважинах меторождения, как однократные, так и многократные, способствуют эффективному управлению.

Оценка петрофизических свойств, таких как плотность, пористость и акустические характеристики пород в обсаженных скважинах имеет еще большее значение, если первичные данные по оценке ФЕС коллекторов в открытом стволе для конкретной скважины утеряны, некачественны или

вообще не регистрировались. Недропользователю может понадобиться произвести повторную оценку ФЭС пластов-коллекторов в старых скважинах с помощью измерений, которые еще не были доступны на момент бурения скважин. Самые современные, высокоточные технологии ГИС могут проводиться в скважинах, пробуренных десятилетия назад.

Теперь нет необходимости в бурении новых скважин на разрабатываемых месторождениях исключительно в целях уточнения геологической и/или гидродинамической модели.

Технологии комплекса не ограничиваются лишь регистрацией данных. Данные обрабатываются и интерпретируются с целью выработки оптимального решения для повышения эффективности работ по интенсификации добычи и продления срока рентабельной эксплуатации месторождения обеспечивают комплексную оценку свойств пласта в большинстве условий. Поскольку эта система представляет собой не единую платформу, а комплекс услуг, необходимые измерения можно выбрать исходя из поставленных задач, типа коллектора, технологий заканчивания, скважинных условий, литологии, гидродинамических условий и наличия данных первичной оценки. Комплекс ГИС включает следующие компоненты:

- **Прибор для определения УЭС пород в обсаженном стволе (CHFR-Plus*)** позволяет выполнять оценку удельного электрического сопротивления пород с большим радиусом исследования через обсадную колонну и цементное кольцо. Идея измерения УЭС через обсадную колонну не нова, но только недавние достижения в области скважинной электроники и конструкции электродов позволили осуществить эти сложные измерения на практике. Теперь можно сравнивать результаты обработки данных электротометрии, зарегистрированных в открытом стволе и обсаженной скважине, что позволяет избежать погрешностей, возникающих при сравнении результатов разнотипных измерений. Прибор в модификации CHFR-Slim* для скважин с малым диаметром ствола работает в колоннах диаметром от 2 7/8 дюйма до 7 дюймов.

- **Прибор импульсного нейтронного гамма каротажа (RSTPro)** позволяет измерять сечение захвата тепловых нейтронов («сигма») и углеродно-кислородное отношение (C/O). В пластах с высокоминерализованной пластовой водой измерения показателя «сигма» проводятся уже несколько десятилетий для определения водонасыщенности коллекторов. Теперь с помощью измерения углеродно-кислородного отношения можно точно оценить водонасыщенность породы в пластах средней-высокой пористости. С помощью периодической оценки водонасыщенности пласта в наблюдательных скважинах можно контролировать динамику коллектора во времени.
- **Прибор для измерения пористости пород в обсаженном стволе (CHFP*)** позволяет точно измерять пористость и сечение захвата тепловых нейтронов в обсаженных скважинах. В выполняемых прибором CHFP исследованиях применяется не изотопный, а импульсный источник нейтронов. На измерения пористости оказывают минимальное влияние скважинные условия, величина зазора между обсадной колонной и цементом и пластовые характеристики, такие как литология и минерализация пластовой воды.
- **Прибор компенсированного нейтронного каротажа (CNL)** традиционно применяется для определения пористости в обсаженных скважинах. Хотя в большинстве случаев CNL позволяет качественно оценить пористость пород, это измерение производится без фокусировки и поэтому не позволяет внести поправки на окружающие условия, такие как толщина обсадных труб и цементного кольца, или на эффекты, обусловленные положениями прибора и обсадной колонны в стволе. Для достижения максимально возможной точности оценки пористости предпочтительным является прибор CHFP.
- **Устройство для измерений плотности пород в обсаженном стволе (CHFD*)** позволяет точно измерять плотность горных пород в обсаженных скважинах. Измерения производятся с помощью источника гамма-излучения и трехдетекторной системы измерения в широком диапазоне диаметров обсадной колонны и ствола скважины. Трехзондовый прибор ГГК-п позволяет вносить поправки за толщину обсадной колонны и цементного кольца.
- **Многозондовый прибор трехмерного акустического зондирования (Sonic Scanner)** позволяет выполнять измерения с компенсацией влияния скважины, включая монополярные измерения на коротком и длинном расстояниях между источниками и приемниками, измерения методом скрещенных диполей, а также - АКЦ. В дополнение к измерениям по оси и азимуту, этот прибор позволяет оценивать скоростные характеристики горных пород на различном удалении от стенок скважины. Алгоритм оценки акустической анизотропии позволяет изучать характеристики как изотропных, так и анизотропных пластов, а также определять тип и причину анизотропии.
- **Прибор волнового дипольного акустического каротажа (DSI*)** позволяет точно измерять скорости продольных и поперечных акустических волн в горных породах в обсаженных скважинах. Прибор используется с автоматизированным программным комплексом обработки данных BestDT*. Алгоритм программы BestDT основан на использовании частотных фильтров, оценки когерентности по времени и интервальному времени усовершенствованной технологии обработки сигнала. Эта методика позволяет существенно ослаблять вступления волн, отраженных от обсадной колонны, облегчая четкое выделение их сигнала по породе.

- Динамический пластоиспытатель для обсаженного ствола (CHDT*) служит для определения пластового давления в старых и новых обсаженных скважинах. Прибор также позволяет эффективно и экономично отбирать пробы пластового флюида без рисков, присущих традиционным методам отбора проб. В приборе CHDT применяется уплотнение контакта с обсадной колонной и используется гибкий бур для проникновения сквозь обсадную колонну и цемент в пласт. Это позволяет избежать применения взрывчатых веществ. Скважинные датчики измеряют пластовое давление, кривые восстановления давления и УЭС пластовых флюидов. Сочетание прибора CHDT с различными модулями динамического пластоиспытателя (MDT*) позволяет более эффективно и качественно выявлять флюиды, контролировать уровень загрязнения проб и проводить их отбор.

Области применения

- поиск целиков нефти;
- новые методы ГИС в старых скважинах;
- Оценка текущих значений нефтегазонасыщенности коллекторов и положений флюидальных контактов на старых месторождениях;
- первичная оценка свойств пластов-коллекторов в обсаженных скважинах;
- измерения, дополняющие данные ГИС в процессе бурения;
- альтернатива измерениям в открытом стволе в случае аварийных скважинных условий;
- исследования в скважинах, пробуренных с обсадной колонной;
- мониторинг разработки;
- оценка изменений положения межфлюидального контакта, насыщенности и давления, составление профилей истощения и нагнетания.

Характеристики измерений

	Приборы CNFR-Plus и CNFR-Slim	Прибор RST-Pro	Система CNFR	Система CNFD	Платформа Sonic Scanner	Прибор DSI	Испытатель CHDT
Регистрируемые данные	УЭС пород	Спектр неупругого рассеяния и захвата различных элементов, соотношение углерод/кислород, сечение захвата тепловых нейтронов (сигма), нейтронная пористость	Нейтронная пористость, сигма	Объемная плотность	Интервальные времена пробега продольных и поперечных волн Δt, АКЦ, характеристика анизотропии	Интервальное время пробега продольной и поперечной волн Δt, формы волны, -ФХД	Пластовое давление, подвижность пластового флюида, пробы пластового флюида
Скорость каротажа	Стационарный интервал измерения: ~1 мин/точка измерения Эффективная скорость каротажа: 73 м/час (240 футов/час)	Режим неупругого рассеяния: 30,5 м/час (100 футов/час) (в зависимости от свойств пород) Режим захвата: 183 м/час (600 футов/час) Режим определения показателя сигма: 549 м/час (1,800 футов/час)	274 м/ч (900 футов/час)	274 м/ч (900 футов/час)	Макс.: 1,097 м/час (3600 футов/ч)	549 м/ч (1800 футов/ч)	Стационарный
Диапазон измерения	1 — 100 Ом·м*	Пористость: 0 – 60%	Пористость: 0 – 60%	2 — 3 г/см³	dT поперечных волн: 4,920 мкс/м (<1500 мкс/фут) Макс. замедление [S-DSI]: 3,937 мс/м (1,200 мс/фут)	dT поперечных волн: 2,296 0 — 138 мПа (0 — 20,000 psi)	
Вертикальное разрешение	1,22 м (4 фута)	38,10 см (15 дюймов)	35,56 см (14 дюймов)	45,72 см (18 дюймов)	Разрешение обработки <1,82 м (<6 футов) при частоте дискретизации 15,24 см (6 дюймов)	Разрешение обработки 1,1 м (3,5 фута), разрешение обработки при частоте дискретизации 15 см (6 дюймов)	Точечное измерение
Погрешность	±10%	Зависит от водородного индекса породы	Пористость: <7% = ±1% 7 — 30% = ±10% 30 – 60% = ±15% Сигма: ±0,1/м (±1 су)	±0,05 г/см³	Δt в стволе диаметром 35,56 см (до 14 дюймов): ±6,56 мкс/м Δt в стволе диаметром >35,56 см (>14 дюймов): ±16,40 мкс/м (±5 мкс/фут) или ±5%	Датчик COG: ±13,789 Па (2 psi) + 0,01% от показаний (погрешность, 55 Па (0,008 psi) при длине временного окна 1,3 сек (разрешение))	
Радиус исследования	Аналогично боковому каротажу с большим радиусом, до 9,75 м (32 футов), в зависимости от измерений условий†	20,54 см (10 дюймов)	~18 см (-7 дюймов) ††	12,70 см (5 дюймов)	До 7-ми радиусов ствола	22,86 см (9 дюймов)	Глубина бурения: 15,24 см (6 дюймов)
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет	Нет	Нет	Толщина цементного кольца 4,44 см (<1,75 дюйма)	Нет	Нет	Нет
Совместимость	Гамма-каротаж, локатор муфт	Совместим с приборами, использующими телеметрическую систему платформеры PS Platform, прибором CPLT, комбинированным зондом ГК (CGRS)	Совместим с большинством приборных компонентов	Совместим с большинством приборных компонентов	Полностью совместим с остальными приборами	Совместим с большинством приборных компонентов	Совместим с большинством приборных компонентов, другим прибором CHDT модулями испытателей MDT
Специальные области применения	H ₂ S						H ₂ S service

* Стационарные замеры проводятся с шагом 1,22 м (4 фута), при этом производится одновременно 2 замера сопротивлений с шагом 0,61 м (2 фута).

† Волновые замеры сопротивлений более 100 Ом·м в зависимости от связки: геологических условий.

‡ Для пластов бесконечной мощности

†† Зависит от толщины колонны и цементного камня

Механические характеристики

	Приборы CNFR-Plus и CNFR-Slim	Прибор RST-Pro	Система CNFR	Система CNFD	Платформа Sonic Scanner	Прибор DSI	Испытатель CHDT
Макс. рабочая температура	150°C (302°F)	150°C (302°F)	177°C (350°F)	125°C (257°F)	177°C (350°F)	177°C (350°F)	177°C (350°F)
Макс. рабочее давление	103 МПа (15000 psi)	103 МПа (15000 psi) С сосудом: 138 МПа (20,000 psi)	138 МПа (20000 psi)	103 МПа (15000 psi)	138 мПа (20000 psi)	138 мПа (20000 psi)	138 мПа (20,000 psi)
Мин. диаметр обсадной колонны	CHFR-Plus: 11,43 см (4½ дюйма) CHFR-Slim: 5,72 см (2¼ дюйма)†	6,03 см (2¾ дюйма)	12,70 см (5 дюймов)	16,83 см (6½ дюйма)	12,07 см (4,75 дюйма)	12,70 см (5 дюймов)	13,97 см (5½ дюйма)
Макс. диаметр обсадной колонны	CHFR-Plus: 24,45 см (9½ дюйма) CHFR-Slim: 17,78 см (7 дюймов)	24,45 см (9½ дюйма)	33,97 см (13½ дюйма)	33,97 см (13½ дюйма)	55,88 см (22 дюйма)	33,97 см (13½ дюйма)	24,45 см (9½ дюйма)
Наружный диаметр	CHFR-Plus: 8,57 см (3,375 дюйма) CHFR-Slim: 5,40 см (2,125 дюйма)	RST-C: 4,34 см (1,71 дюйма) RST-D: 6,37 см (2,51 дюйма)	9,21 см (3,625 дюйма)	12,11 см (4,77 дюйма)	9,21 см (3,625 дюйма)	9,21 см (3,625 дюйма)	10,80 см (4,25 дюйма)

† Мин. внутренний диам. – 6,10 см (2,4 дюйма)

Carbonate Advisor

Анализ петрофизических свойств и характеристик продуктивности

Анализ петрофизических свойств и характеристик продуктивности Carbonate Advisor* — это комплекс геофизических исследований скважин для детальной количественной оценки фильтрационно-емкостных свойств сложностроенных карбонатных пород-коллекторов, достоверного выделения продуктивных интервалов. В отличие от терригенных песчаноглинистых коллекторов, для которых характерно наличие характерных корреляционных связей между общей пористостью и проницаемостью (а также другими петрофизическими свойствами), сложная структура пустотного пространства карбонатных коллекторов не характеризуется стандартными методами петрофизического анализа. Методический подход Carbonate Advisor позволяет выполнять подробное изучение отложений карбонатных пород-коллекторов с учетом неоднородности петрофизических характеристик: минералогического состава, размера зерен, структуры пустотного пространства.

Аналитический аппарат метода Carbonate Advisor позволяет, изучая особенности структуры порового пространства, последовательно настраивать взаимосвязи между данными ГИС и продуктивностью исследуемых интервалов. Метод основан комплексной интерпретации данных, получаемых прибором ядерно-магнитного зондирования в сильном поле MR Scanner и пластовыми микроимджерами. Методология использует геометрический анализ пор для определения петрофизических типов пород (т.е. литотипизация пород и классификация поровых систем), флюидонасыщенности, а также — для оценки абсолютной и относительной фазовой проницаемости.

Процесс анализа состоит из трех этапов:

- Одновременная оценка литологии и пористости — определение свойств матрицы породы при помощи спектрометрии высокого разрешения Litho Scanner (или нейтрон-гамма спектрометрии ECS*), измерений фотоэлектрического фактора (PEF), а также измерений характеристик скелета пород и содержащихся в породах флюидов: плотности и пористости по данным ННК-т и ГТК-п, измерений характеристик флюидов и порового пространства, таких как пористость и объем связанных флюидов по данным ЯМК;
- Анализ пористости и проницаемости — разделение общей пористости на восемь классов поровых систем в зависимости от размеров пор для оценки влияния геометрических характеристик пор на проницаемость;
- Определение относительной фазовой проницаемости и насыщения с применением метода прямого моделирования учета радиального градиента УЭС по данным многозондового индукционного каротажа и/или многозондового бокового каротажа, вызванного проникновением фильтрата бурового раствора в пласт по время бурения;
- Одновременная оценка литологии и пористости — определение свойств матрицы породы при помощи спектрометрии высокого разрешения Litho Scanner (или нейтрон-гамма спектрометрии ECS*), измерений фотоэлектрического фактора (PEF), а также измерений характеристик скелета пород и содержащихся в породах флюидов: плотности и пористости по данным ННК-т и ГТК-п, измерений характеристик флюидов и порового пространства, таких как пористость и объем связанных флюидов по данным ЯМК;

- Анализ пористости и проницаемости — разделение общей пористости на восемь классов поровых систем в зависимости от размеров пор для оценки влияния геометрических характеристик пор на проницаемость;
- Определение относительной фазовой проницаемости и насыщения с применением метода прямого моделирования учета радиального градиента УЭС по данным многозондового индукционного каротажа и/или многозондового бокового каротажа, вызванного проникновением фильтрата бурового раствора в пласт по время бурения;

На каждом этапе выводятся индивидуально настраиваемые изображения каротажных диаграмм и палеток, что облегчает контроль качества, выбор параметров и графическое зонирование. Сводный геофизический планшет для исследуемого карбонатного объекта подготавливается оперативно — в течение нескольких часов после регистрации данных.

Применение

- Количественное определение продуктивности и структурный анализ карбонатных коллекторов

DecisionXpress: система петрофизической оценки

Система петрофизической оценки (DecisionXpress) обеспечивает почти автоматическую обработку данных, получаемых с помощью новейших приборов спектрометрии и приборов входящих в аппаратный комплекс Platform Express, что позволяет осуществлять быструю, объективную и надежную интерпретацию данных ГИС.

Система позволяет проводить оперативную оценку петрофизических свойств пород с минимальным участием интерпретатора на основе интегрирования всех замеров геофизических свойств в интервале исследований с обязательной оценкой качества данных, корректным вводом поправок за условия измерений в данные, регистрируемые приборами аппаратного комплекса PlatformExpress и нейтрон-гамма спектроскопии (Elemental Capture Spectroscopy или ECS). Измерения прибора ECS практически не зависят от плотности и типа бурового раствора, а также – от диаметра и неровностей ствола скважины. Обработывающая программа SpectroLith, которая применяется для количественной оценки минералогического состава пород из концентраций химических элементов, получаемых после первичной обработки данных спектрометрии, построена на эмпирических зависимостях, полученных из обширной собственной базы данных по химическому составу и минералогии керн, отобранного на различных месторождениях мира.

Поставляемое с такими данными автономное программное приложение DecisionXpress Viewer обеспечивает возможность оперативной визуализации данных и их обработки при минимальном участии интерпретатора. Получаемые петрофизические оценки затем могут передаваться через контролируемую защищенную систему передачи данных в режиме реального времени InterAct. Результаты обработки данных становятся доступными через считанные минуты после получения исходной информации, так как данные обрабатываются последовательно для каждого уровня глубины, начиная с определения минералогических характеристик

Область применения:

- Решения по обсаживанию ствола скважины, добурированию и резке бокового ствола
- Планирование бокового отбора керн с помощью специального оборудования и в ходе ударного бурения
- Проектирование работ по измерению давления и отбора проб пластового флюида
- Испытания пласта опробователем пластов, спускаемым на колонне бурильных труб
- Выбор технологий заканчивания скважин

Электромагнитный метод глубокого сканирования пород (DeepLook-EM). Метод межскважинного электромагнитного просвечивания.



DeepLook-EM* непосредственно измеряет электрическое сопротивление пород между скважинами для получения карт электрического сопротивления пород. Пары скважин, в которых размещают источники и приемники электромагнитных волн, могут находиться на расстоянии до 1000 м (3280 футов), в зависимости от ограничений, связанных со скважинными условиями, условиями породы и контрастом сопротивлений.

Синхронизация источников и приемников в скважинах, спускаемых на каротажном кабеле, осуществляется при помощи системы глобального позиционирования (GPS).

Скважинный источник электромагнитного поля, генерирующий в 100 000 раз более сильный магнитный момент, чем стандартный прибор индукционного каротажа, генерирует электрический ток в горной породе, который, в свою очередь, индуцирует вторичное

электромагнитное поле, которое регистрируется четырехкатушечным приемником. Полученные данные преобразуются в удельное сопротивление породы при помощи алгоритма инверсии с использованием модели электропроводности пород, построенной в системе PETREL.

Области применения

- Контроль за продвижением фронта пластовых флюидов
- Поиск пропущенных залежей углеводородов
- Оптимизация процесса моделирования разработки месторождений
- Уточнение оценки характеристик пластов-коллекторов
- Оптимизация бурения

Расстояния между скважинами DeepLook-EM

Скважина с погруженным источником	Скважина с погруженным приемником	Расстояния между скважинами, м
Открытый ствол	Открытый ствол	1000 м [3280 футов]
Открытый ствол	Скважина обсажена стальной колонной	500 м [1640 футов]
Открытый ствол	Скважина обсажена хромовой колонной	900 м [2953 фута]
Скважина обсажена хромовой колонной	Скважина обсажена хромовой колонной	400 м [1312 футов]
Скважина обсажена хромовой колонной	Скважина обсажена стальной колонной	300 м [984 фута]

Характеристики измерений

	DeepLook-EM
Регистрируемые измерения	Разрезы удельного электрического сопротивления пород между скважинами
Скорость измерения	Источник: 600-1520 м/час [2000-5000 футов/час] приемник: в стационарной позиции
Диапазон измерений	5-1000 Гц
Вертикальное разрешение	> 4,5 м [> 14,75 футов]
Радиус исследования	см. табл. Расстояния между скважинами DeepLook-EM
Ограничения, связанные типом или плотностью бурового раствора	Нет
Возможность комбинирования с другими видами исследований	
Специальное применение	межскважинный каротаж

Механические характеристики приборов

	Источник	Приемник
Макс. рабочая температура	150 град С [302 F]	150 град С [302 F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	103 МПа [15000 psi]
Мин. диаметр скважины		
Открытый ствол	11,43 см [4,5 дюйма]	6,35 см [2,5 дюйма]
Обсаженный ствол	11,43 см [4,5 дюйма]	6,35 см [2,5 дюйма]
Макс. диаметр скважины		
Открытый ствол	нет ограничений	нет ограничений
Обсаженный ствол	34,93 см [13,75 дюйма]	нет ограничений
Наружный диаметр прибор	8,57 см [3,375 дюйма]	5,40 см [2,125 дюйма]
Длина	9,88 м [32,4 фута]	Четыре приемника: 22,5 м
Масса	186 кг [110 фунтов]	189 кг [416 фунтов]
Прочность на растяжение	80 070 Н [18000 фунт-силы]	80 070 Н [18000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	44 450 Н [10000 фунт-силы]	не применимо

Комплекс аппаратуры промыслового каротажа PS Platform

Комплекс аппаратуры промыслового каротажа PS Platform применяется в вертикальных, горизонтальных и наклонных скважинах для определения трехфазного профиля притока, контролем за разработкой, а также для получения диагностической информации. Комплекс способен выполнять измерения как на каротажном кабеле, так и в автономном режиме с записью данных в память.

Измерения и регистрация информации выполняются следующими датчиками, входящими в состав комплекса PS Platform:

- Базовый измерительный зонд комплекса PBMS (Platform Basic Measurement Sonde) включает детектор гамма-излучения и локатор муфт, используемые для корреляции, а также выполняет замеры давления (сапфировым* или кварцевым манометром) и температуры в скважине.
 - Сканирующий расходомер-каверномер PFCS (Flow Caliper Imaging Sonde) измеряет среднюю скорость флюида, объемное содержание воды и УВ и регистрирует плотность пузырьков в потоке по четырем независимым электрическим датчикам. Каверномер проводит измерение диаметра обсадных колонн, НКТ и ствола скважины в двух направлениях (x-y), а также измеряет относительный азимут. Изображение плотности пузырьков используется для локализации первой точки притока пластового флюида.
 - Зонд градиоманометра PGMS (Gradiomanometer Sonde) измеряет среднюю плотность скважинного флюида, из которой затем определяется объемное содержание воды, нефти и газа. Данные акселерометра используются для введения поправки за угол наклона скважины.
- В сочетании с базовым комплексом PS Platform могут использоваться дополнительные приборы:
- Встроенный механический расходомер (PILS) комплекса PS Platform для измерения скорости потока флюида при высоких дебитах.
 - Высокоточный кварцевый манометр UNIGAGE* комплекса PS Platform (PUCS) предоставляет дополнительную возможность измерения давления двумя манометрами (сапфировым и кварцевым).
 - В оптическом анализаторе газо-содержания GHOST* (Gas Holdup Optical Sensor Tool) используется технология оптического считывания, позволяющая обнаруживать и измерять объемное содержание газа в многофазном потоке.
 - Прибор для измерения объемного содержания FloView Plus* предназначен для определения режима потока и объемного содержания пластовых флюидов в скважинах с большим углом наклона ствола и в горизонтальных скважинах.
 - Прибор для определения насыщения пласта методом спектрального импульсного нейтронного гамма-каротажа RSTPro позволяет измерять сечение захвата тепловых нейтронов («сигма») и углеродно-кислородное отношение (C/O), приток воды, объемное содержание фаз в трехфазном потоке и выполнять спектральный каротаж.
 - Акустический цементомер малого диаметра SCMT (Slim Cement Mapping Tool) представляет собой акустический зонд диаметром 4,29 см (111/16 дюйма), который выдает 8-компонентную карту цементного кольца и записывает стандартный АКЦ на глубину 0,91 см (3 фута) и ФКЦ на глубину 1,52 см (5 футов).

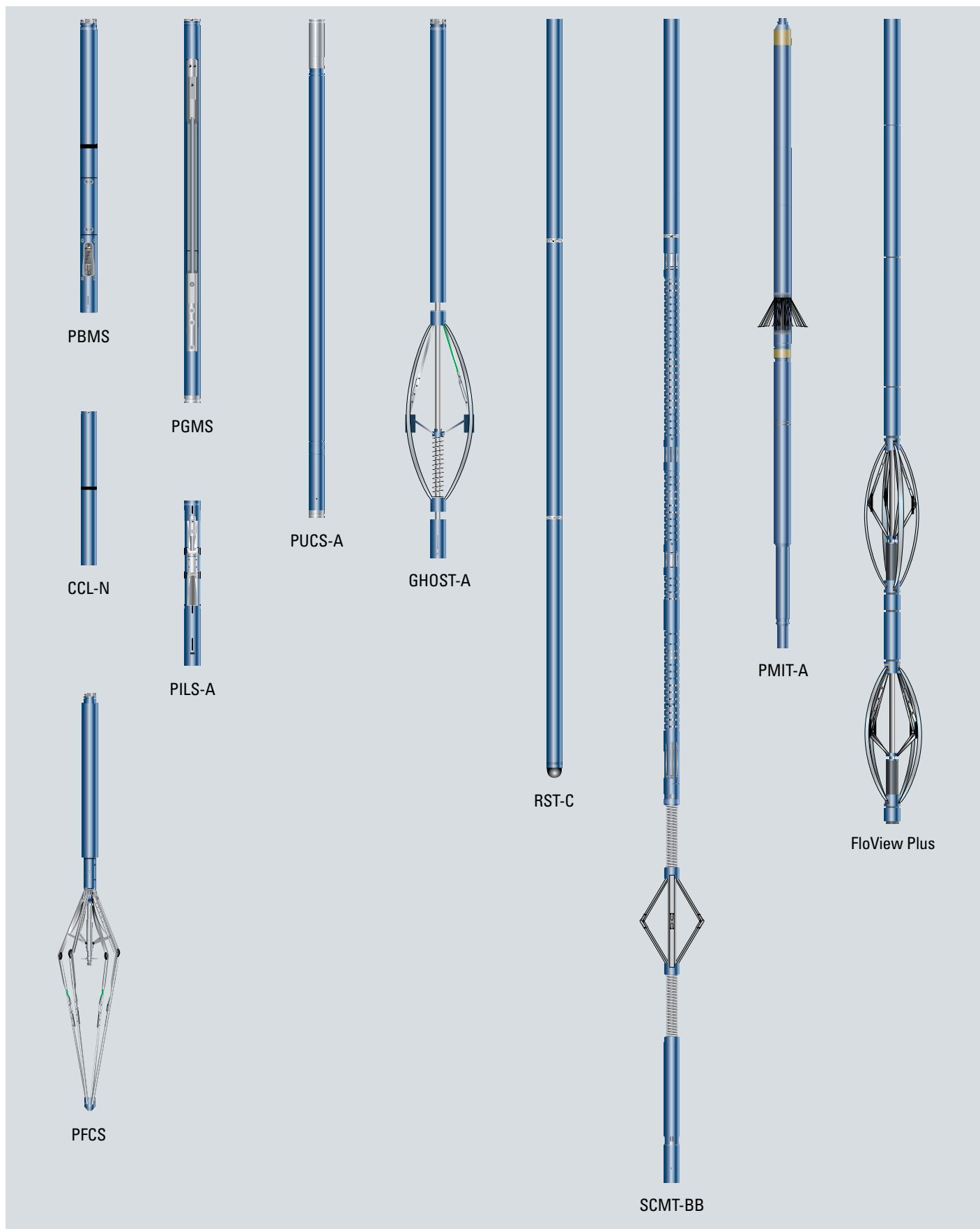
- Многозондовый прибор PMIT (Multifinger Imaging Tool) комплекса PS Platform позволяет выполнять измерения состояния внутренних стенок обсадной колонны и НКТ по данным многозондового каверномера, записанных по периметру обсадной колонны или НКТ.

Типовые компоновки приборов промыслового каротажа, входящих в состав комплекса PS Platform, конфигурируются в зависимости от положения скважины и количества фаз скважинного флюида:

- вертикальная скважина;
 - однофазный или двухфазный поток добываемого флюида, или однофазный закачиваемый поток: базовая компоновка приборов с дополнительным зондом PGMS
 - Трехфазный поток добываемого флюида: базовая компоновка приборов с зондами GHOST и PGMS.

Область применения

- трехфазный промышленный каротаж;
- вертикальные, наклонные и горизонтальные скважины;
- оценка эффективности интенсификации притока;
- корреляция по глубине;
- контроль за состоянием и разработкой пласта;
- анализ КВД;
- кратковременные испытания нескольких пластов.



Характеристики измерений

	PBMS	PFCS	PGMS	Прибор GHOST	Прибор RSTPro	Прибор SCMT
Регистрируемые данные	ГК, МЛМ, манометр (сапфировый или кварцевый) CQG*), температура, относительный азимут, ускорение прибора	Скорость флюида, каверномер	Плотность флюида	Объемное содержание газа, размер пузырьков, каверномер, относительный азимут	Параметр сигма, пористость, соотношение углерод/кислород, спектрометрия, WFL* (поток воды), TRHL* (трехфазное объемное содержание флюида)	Амплитуда МЛМ, ФКД, карта цемента
Скорость каротажа	По условиям применения	Регулируемая	По условиям применения	По условиям применения	По условиям применения	549 м/час [1800 футов/час]
Диапазон измерений	Сапфировый манометр: 6,895 – 69 МПа [1 — 10000 psi] Кварцевый манометр: от 0,1 до 103 МПа [от 15 до 15000 psi] Сапфировый манометр высокого давления: 6,9 — 103 МПа [1000 — 1500 psi] Манометр CQG: 0.1 — 103 МПа [14,5 — 15000 psi] Температура: от окружающей до 150°C [302°F]	Расходомер: 0,5 — 200 об/сек Расходомер: 5,08 – 27,94 см [2 — 11 дюймов] [диаметр]	0 – 2,0 г/см ³	Объемное содержание газа: 0 — 100% Каверномер: 5,08 – 22,86 см [2 — 9 дюймов]	Параметр сигма: 0 – 6,0/м [0 — 60 си] Режим захвата: 0 — 60% [без поправки]	Длина окна ФКД: 1200 мс Погрешность в центре возбуждения: 20 кГц
Вертикальное разрешение	Точка замера	Точка замера	38,10 см [15 дюймов]	Точка замера	38,10 см [15 дюймов]	МЛМ: 0,91 м [3 фута] ФКД: 1,52 м [5 футов] Карта цемента: 0,61 м [2 фута]
Погрешность	41370 Па (погрешность), 0,1 psi (Сапфировый манометр: ±41,370 Па [±6 psi] (погрешность), 689 Па [0,1 psi] (разрешение)) Сапфировый манометр высокого давления: ±89,632 Па [±13 psi] (погрешность), 1,379 Па [0,2 psi] в окне 1 сек (разрешение) Манометр CQG: ± [6,894 Па [1 psi] + 0,01% полной шкалы] (погрешность), 69 Па [0,01 psi] в окне 1 сек (разрешение) Температура: ±1 °C [±1,8°F] (погрешность), 0,018°C [0,01°F] (разрешение)	Скорость флюида: ±5,1 мм [±0,2 дюйма] (погрешность), 1,0 мм [0,04 дюйма] по диаметру (разрешение)	±0,04 г/см ³ (погрешность), 0,02 г/см ³ (разрешение)	Объемное содержание газа от 2% до 98%: ±1% (без протектора датчика: ±5%, с протектором: ±7%) Каверномер: ±5,1 мм [±0,20 дюйма]	В зависимости от характеристик пласта, обсадной колонны, и состояния ствола скважины	МЛМ: 2% [воспроизводимость]
Радиус исследования	Ствол скважины	Ствол скважины	Ствол скважины	Ствол скважины	25,40 см [10 дюймов]	МЛМ и карта цемента: сцепление цемента с колонной
Ограничения по типу и плотности бурового раствора	Нет	Нет	В горизонтальных скважинах замеры недействительны	Нет	Нет	Нет
Специальные области применения	Превосходит стандарты NACE по устойчивости к H ₂ S					

Механические характеристики

	PBMS	PFCS	PGMS	Прибор GHOST	Прибор RSTPro	Прибор SCMT
Макс. рабочая температура ¹	1500C [302°F]	1500C [302°F]	1500C [302°F]	1500C [302°F]	1500C [302°F]	1500C [302°F]
Макс. рабочее давление	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]	69 МПа [10000 psi]
Мин. диаметр скважины	6,03 см [2 3/8 дюйма] [†]	6,03 см [2 3/8 дюйма] [†]	6,03 см [2 3/8 дюйма] [†]	5,08 см [2 дюйма] [†]	RST-C: 4,60 см [1 3/8 дюйма] RST-D: 7,30 см [2 7/8 дюйма]	6,03 см [2 3/8 дюйма] [†]
Макс. диаметр скважины	Без ограничений	27,94 см [11 дюймов]	Без ограничений	22,86 см [9 дюймов]	RST-C: 19,37 см [7 5/8 дюйма] RST-D: 24,45 см [9 5/8 дюйма]	17,78 см [7 дюймов]
Наружный диаметр	4,29 см [1,6875 дюйма]	4,29 см [1,6875 дюйма]	4,29 см [1,6875 дюйма]	4,34 см [1,71 дюйма]	RST-C: 4,34 см [1,71 дюйма] RST-D: 6,37 см [2,51 дюйма]	4,29 см [1,6875 дюйма]
Длина	2,52 м [8,27 фута]	1,57 м [5,14 фута]	1,46 м [4,8 фута]	2,16 м [7,1 фута]	RST-C: 7,01 м [23,0 футов] RST-D: 6,77 м [22,2 фута]	3,35 м [11 футов]
Масса	17,4 кг [38,3 фунта]	8,9 кг [19,7 фунта]	13,4 кг [29,5 фунта]	12,9 кг [28,4 фунта]	RST-C: 46 кг [101 фунтов] RST-D: 94 кг [208 фунтов]	50 фунтов [23 кг]

¹ С вопросами относительно приборов для применения в условиях высоких температур обращайтесь к представителю Schlumberger s.

[†] Минимальный диаметр НКТ

Schlumberger

Метод диэлектрической дисперсии

Dielectric Scanner

Многочастотный метод диэлектрической дисперсии

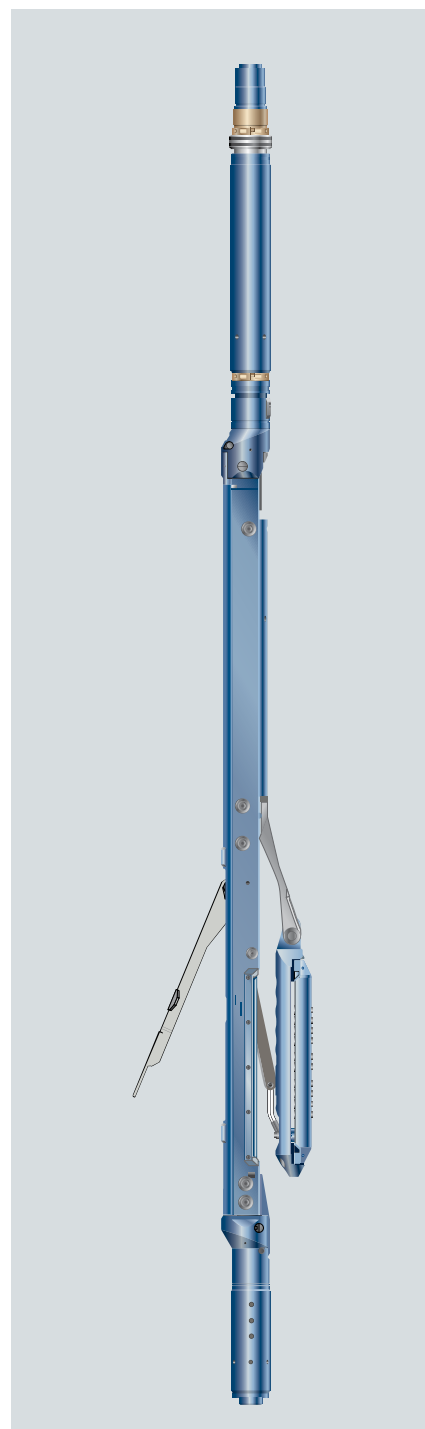
Прибор многочастотного диэлектрического зондирования Dielectric Scanner предназначен для непрерывного высокоразрешающего измерения диэлектрических свойств пород в зависимости от частоты электромагнитного поля. По данным радиального зондирования на каждой из четырех частот определяется относительная диэлектрическая проницаемость и электрическая проводимость пород. Эти данные используются при петрофизической интерпретации для оценки влагоемкости пород (водонасыщенности в пределах общей пористости), минерализации воды и особенностей структуры пустотного пространства. Для внесения поправок за влияние условий измерений прибором измеряются такие характеристики, как забойное давление, температура, относительная диэлектрическая проницаемость и проводимость глинистой корки.

Одним из стандартных результатов обработки данных прибора Dielectric Scanner в условиях карбонатного разреза является непрерывная оценка структурного коэффициента « mn » уравнения Дахнова-Арчи. В интервалах песчано-глинистых коллекторов выполняется непрерывная оценка емкости катионного обмена (ЕКО) пород по глубине. Эти параметры позволяют существенно уточнить расчет водонасыщенности коллекторов по данным стандартного комплекса ГИС в рамках оперативной интерпретации (без ожидания результатов лабораторного анализа керна).

За счет применения шарнирного прижимного башмака в неровных стволах скважин обеспечивается наиболее надежный контакт с породой, чего было особенно трудно добиться при использовании приборов предыдущих поколений.

Применение

- Оценка влагоемкости пород по разрезу независимо от удельного сопротивления пластовой воды (R_w) с глубиной исследований до 10 см (4 дюймов) для оценки следующих параметров:
 - Остаточная нефтегазонасыщенность в разрабатываемых пластах
 - Нефтегазонасыщенность в низкоомных или низкоконтрастных тонкослоистых песчано-глинистых коллекторах
 - Нефтегазонасыщенность и выделение интервалов подвижных углеводородов в залежах высоковязкой нефти
 - Минерализация воды
- Получение оценки экспоненты « mn » уравнения Дахнова-Арчи посредством анализа структуры пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов для корректного расчета нефтегазонасыщенности за пределами зоны проникновения фильтрата бурового раствора
- Оценка емкости катионного обмена (ЕКО) для учета влияния глинистости при расчете водонасыщенности пород-коллекторов в терригенных отложениях
- Высокоразрешающий метод оценки влагоемкости породы в тонкослоистых разрезах



Характеристики измерений

	Dielectric Scanner Service
Регистрируемые данные	Относительная диэлектрическая проницаемость и проводимость на 4 частотах
Скорость каротажа	1097 м/ч [3600 футов/ч] [†]
Диапазон измерения на максимальной частоте	Диэлектрическая проницаемость: от 1 до 100 Проводимость: от 0,1 до 3 000 мСм
Вертикальное разрешение [†]	2,5 см [1 дюйм]
Погрешность на максимальной частоте	Соответствует водонасыщенной пористости 0,002 м ³ /м ³ [0,002 фута ³ /фут ³] Диэлектрическая проницаемость: ±1% или ±0,1 Проводимость: ±1% или ±5 мС
Радиус исследования:	до 10 см [4 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Спуск на кабеле, TLC* (система для сложных условий) или на тракторе
Специальное применение	Шарнирное соединение для работы в интервалах нарушений состояния ствола скважины

[†] разрешение 1 дюйм в зависимости от частоты

Механические характеристики

	Dielectric Scanner Service
Макс. рабочая температура	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	103 МПа [15 000 psi]
Наружный диаметр	12,12 см [4,77 дюйма]
Мин. диаметр скважины	13,97 см [5,5 дюйма]
Макс. диаметр скважины	55,88 см [22 дюйма]
Минимальное сужение	13,34 см [5,25 дюйма]
Длина	3,44 м [11,27 фута]
Масса	119 кг [262 фунта]
Прочность на натяжение	222 411 Н [50 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие [†]	19 572 Н [4 400 фунт-силы]

[†] 35 586 Н (8 000 фунт-силы) с элементом жесткости для системы TLC

Schlumberger

**Приборы
электromетрии**

Rt Scanner: прибор 3D индукционного зондирования

Прибор триаксиального индукционного каротажа Rt Scanner, позволяет, помимо стандартных разноглубинных измерений УЭС, получать горизонтальное УЭС (вдоль напластования) и вертикальное УЭС (ортогонально напластованию), а также - углы и азимуты падения напластований. В результате интерпретации данных Rt Scanner оценивается УЭС и нефте(газо)насыщенность прослоев песчаников, влияние прослоев глин исключается, уточняется линейная емкость коллекторов.

Компактный прибор триаксиального ИК имеет один комплект из трех взаимно-ортогональных генерирующих катушек с совмещенным центром, шесть комплектов регистрирующих комплектов катушек аналогичной конструкции, а также - три одноосных регистрирующих катушки для учета влияния скважины (УЭС раствора, диаметр скважины, зазор между прибором и стенкой скважины) на основные измерения.

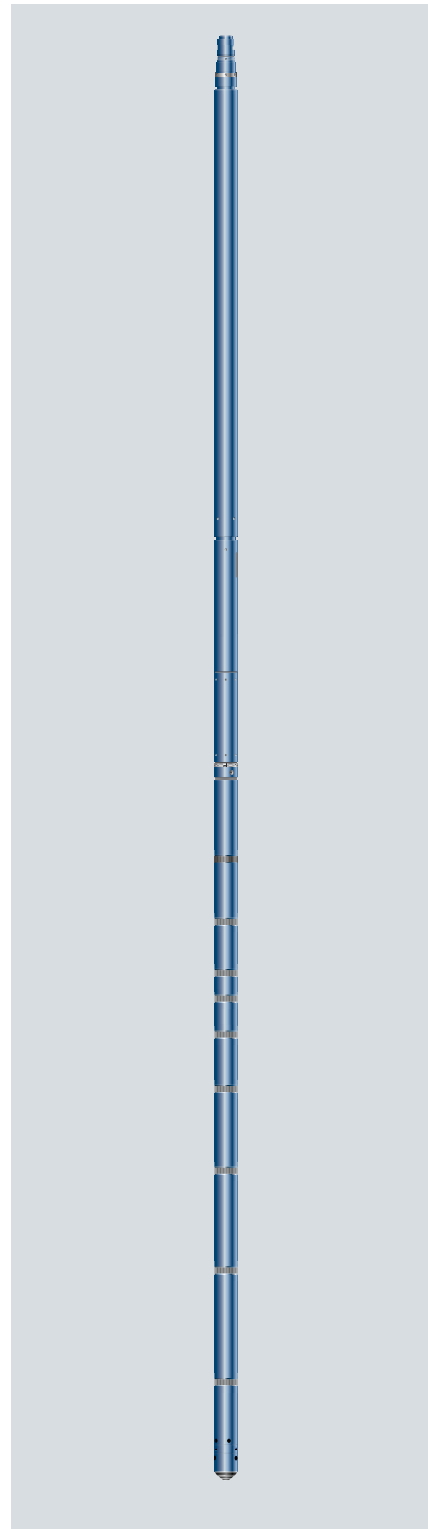
Обработка триаксиальных измерений проводимостей (тензор проводимостей), получаемых прибором Rt Scanner производится путем математической инверсии данных. В результате такой обработки получают горизонтальное и вертикальное УЭС пластов, углы падения и азимуты простирания напластований на трех радиусах исследований: 39, 54 и 72 дюйма.

Кроме того, прибор RT Scanner позволяет получать стандартные мнгозондовые измерения УЭС, аналогичные регистрируемым индукционным прибором предыдущего поколения АИТ (Array Induction Imager Tool): УЭС с радиусами исследований 10, 20, 30, 60, 90 дюймов, УЭС пласта, зоны проникновения, бурового раствора, радиус зоны проникновения с тремя вертикальными разрешениями (1, 2, 4 фута).

Прибор RT Scanner полностью совместим с прибором Platform Express и большинством каротажных приборов для необсаженных скважин.

Области применения

- Оценка УЭС и коэффициента нефте(газо)насыщенности пропластков «чистых» песчаников;
- Оценка УЭС пластов, зоны проникновения.
- Оценка вертикального (ортогонально напластованию) и горизонтального (параллельно напластованию) УЭС пластов.
- Оценка углов падения и азимутов простирания напластований.
- Оценка коэффициента слоистой глинистости, песчаности пород по разрезу;
- Корректная оценка линейной емкости коллекторов в условиях тонкослоистых песчано-глинистых отложений.



Характеристики измерений

RT Scanner: прибор 3D индукционного зондирования

Регистрируемые данные	Сопротивления (Rv и Rh), данные АIT, ПС, угол и азимут падения пласта
Скорость каротажа	Макс: 1097 м/ч [3600 фут/ч]
Глубина исследования	AIT : 25.40, 50.80, 76.20, 152.40 и 228.60 см [10, 20, 30, 60 и 90 дюймов]; Rv, Rh, углы и азимуты падения напластований: 39, 54 и 72 дюйма
Ограничения по типу бурового раствора	Определяется во время составления программы исследований
Совместимость	Концевой прибор, совместим с комплектом Platform Express и большинством приборов для необсаженного ствола

Механические характеристики

Rt Scanner Service

Номинальная температура	150°C [302°F]
Номинальное давление	138МПа [20000 psi]
Внешний диаметр	9.84 см [3.875 дюйма]
Длина	5.97 м [19.6 фута]
Вес	183 кг [404 фунтов]
Напряжение	111 205Н [25 000 фунт/сила]
Сжатие	26 690Н [6000 фунт/сила]

Многозондовые приборы индукционного каротажа семейства АИТ

Индукционные приборы служат для измерения проводимости горных пород в открытом стволе скважины. В особых условиях проведения исследований, включая скважины малого диаметра и неблагоприятные условия измерений с аномально высоким пластовым давлением и температурой, применяются специальные приборы.

В многозондовых индукционных приборах применяется массив катушек индуктивности, работающий на нескольких частотах. С помощью программной фокусировки принимаемых сигналов получают оценки УЭС пород с различными радиусами исследования. Многоканальная обработка сигнала обеспечивает получение высокоточных данных с улучшенным радиальным и вертикальным разрешением и коррекцией за влияние условий измерений. Благодаря большому количеству выполняемых измерений имеется возможность количественного двумерного (2D) отображения УЭС пород. Данные имиджи позволяют четко отобразить как границы пластов, так и зону проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Для характеристики переходных зон и кольцевого проникновения фильтрата применяются усовершенствованные параметры описания проникновения флюида. Количественную информацию о проникновении можно преобразовать в 2D изображение водонасыщенности, которое можно графически представить в цвете.

Многозондовый индукционный прибор (АИТ)

Стандартные приборы АИТ-В и АИТ-С применяются при стандартных скважинных условиях для измерения УЭС пластов. Прибор АИТ измеряет проводимость породы на различных расстояниях от ствола скважины и глубинах.

Это позволяет получать измерения УЭС пластов с высоким вертикальным разрешением и большим радиусом исследований.

Многозондовый индукционный прибор для комплекса Platform Express

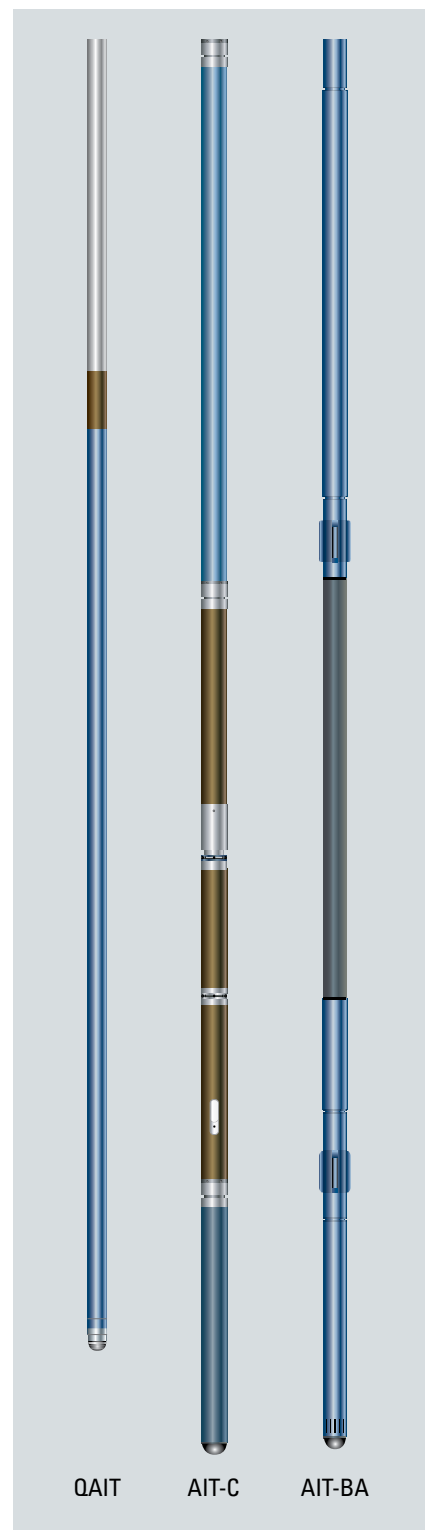
Прибор АИТ-Н специально разработан для применения в составе аппаратного комплекса Platform Express. Длина прибора приблизительно вдвое меньше, чем у приборов АИТ-В и АИТ-С, однако качество измерений такое же высокое, как у этих приборов. Прибор в основном используется в стандартных условиях геофизических исследований: давление до 103 МПа (15000 psi) и температура до 125°С (257°F). Более поздняя модификация прибора АИТ-М позволяет производить те же измерения при температуре до 150°С (302°F).

Многозондовый индукционный прибор для неблагоприятных условий

Прибор ИИТ является компонентом платформы Xtreme, предназначенной для проведения каротажа в неблагоприятных скважинных условиях. Даже при экстремально высокой температуре и давлении качество выполняемых прибором индукционных измерений не ниже, чем у стандартных приборов АИТ.

Многозондовый индукционный прибор для комплекса SlimXtreme

Прибор QAIT применяется в составе платформы SlimXtreme для проведения ГИС в скважинах малого диаметра в экстремальных термобарических условиях. Малый диаметр прибора также позволяет использовать его в условиях сильного искривления ствола.



Области применения

- оконтуривание коллектора;
- оценка УЭС пласта;
- оценка водонасыщенности;
- оценка содержания подвижных УВ;
- построение профилей проникновения фильтрата бурового раствора;
- анализ тонкослоистых коллекторов.

Характеристики измерений

	AIT-B and AIT-C	AIT-H and AIT-M	HIT	QAIT
Регистрируемые данные	УЭС с радиусом исследования 25.4, 50.8, 76.2, 152.4 и 228.6 см [10, 20, 30, 60 и 90 дюймов], SP, Rm			
Скорость каротажа	1097 м/ч [3600 футов/ч]			
Диапазон измерения	0,1–2000 Ом-м			
Вертикальное разрешение	0,30, 0,61 и 1,22 м [1, 2 и 4 фута]			
Погрешность	0,75 мсмм/м (проводимость) или 2% (большая из этих величин)			
Радиус исследования†	AO/AT/AF10: 25,40 см [10 дюймов] AO/AT/AF20: 50,80 см [20 дюймов] AO/AT/AF30: 76,20 см [30 дюймов] AO/AT/AF60: 152,40 см [60 дюймов] AO/AT/AF90: 228,60 см [90 дюймов]			
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Высокоминерализованные растворы обычно не попадают в рабочий диапазон индукционных приборов.			
Совместимость	Совместим с большинством приборов	Комплекс Platform Express	Комплекс Xtreme	Комплекс SlimXtreme
Специальные области применения			Высокая температура Присутствие H ₂ S	Скважины малого диаметра АВПД/АВПТ

†AO = вертикальное разрешение 0,30 м (1 фут), AT = вертикальное разрешение 0,61 м (2 фута), AF = вертикальное разрешение 1,22 м (4 фута)

Механические характеристики

	AIT-B и AIT-C	AIT-H	AIT-M	HIT	QAIT
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	125°C [257°F]	150°C [302°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]	172 МПа [25000 psi]	207 МПа [30000 psi]
Мин. диаметр ствола	12,07 см [4 ¾ дюйма]	12,07 см [4 ¾ дюйма]	12,07 см [4 ¾ дюйма]	12,38 см [4 7/8 дюйма]	9,84 см [3 7/8 дюйма]
Макс. диаметр ствола макс.	50,80 см [20 дюймов]	50,80 см [20 дюймов]	50,80 см [20 дюймов]	50,80 см [20 дюймов]	50,80 см [20 дюймов]
Наружный диаметр	9,84 см [3,875 дюйма]	9,84 см [3,875 дюйма]	9,84 см [3,875 дюйма]	9,84 см [3,875 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]
Длина	10,21 м [33,5 фута]†	4,88 м [16 футов]	4,88 м [16 футов]	8,90 м [29,2 фута]†	9,39 м [30,8 фута]†
Масса	261 кг [575 фунтов]	116 кг [255 фунтов]	128 кг [282 фунтов]	283 кг [625 фунтов]	226 кг [499 фунтов]
Прочность на растяжение	73400 Н [16500 фунт-сил]	88960 Н [20000 фунт-сил]	88960 Н [20000 фунт-сил]	88960 Н [20000 фунт-сил]	88960 Н [20000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	10230 Н [2300 фунт-сил]	26690 Н [6000 фунт-сил]	26690 Н [6000 фунт-сил]	26690 Н [6000 фунт-сил]	8900 Н [2000 фунт-сил]

† Без переводника SP

Характеристики измерений

	ARI Imager	HRLA [†]	HALS
Регистрируемые данные	Боковой каротаж с большим и малым радиусом исследования, боковой каротаж с большим радиусом исследования и высоким разрешением, боковой каротаж с поправкой за эффект Гронингена, определение азимутального распределения электр. сопротивления, имиджи сопротивления	Боковой каротаж с большим и малым радиусом исследования, УЭС пласта и зоны проникновения с высоким разрешением, диаметр зоны проникновения, УЭС бурового раствора	Боковой каротаж с большим радиусом исследования и высоким разрешением, боковой каротаж с малым радиусом исследования и высоким разрешением, резистивиметрическое сканирование, УЭС бурового раствора
Скорость записи	549 м/час [1800 футов/час]	1097 м/ч [3600 футов/час]	1097 м/ч [3600 футов/час]
Диапазон измерения	0,2 — 100000 Ом·м	Rm = 1 Ом·м: 0,2–100000 Ом·м Ом·м: 0,2–20000 Ом·м	0,2–40000 Ом·м
Вертикальное разрешение	Боковой каротаж с большим и малым радиусом: 73,66 см [29 дюйма] Боковой каротаж с высоким разрешением: ширина луча 20,32 см [8 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]	Стандартное разрешение: 45,72 см [18 дюймов] в стволе диаметром 15,24 см [6 дюймов] Высокое разрешение: 20,32 см [8 дюймов] в стволе диаметром 15,24 см [6 дюймов]
Погрешность	1 — 2000 Ом м: ±5% 2000 — 5000 Ом м: ±10% 5000 — 100 000 Ом м: ±20%	1–2000 Ом м: ±5% 2000–5000 Ом м: ±10% 5000–100000 Ом м: ±20%	1–2000 Ом м: ±5%
Радиус исследования	101,6 см [40 дюймов] (в зависимости от УЭС пласта и раствора)	127,0 см [50 дюймов] [‡]	81,3 см [32 дюйма] (изменяется с УЭС пласта и бурового раствора)
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Rm < 5 Ом м	Только системы с буровым раствором высокой удельной проводимости	Только системы с буровым раствором высокой удельной проводимости
Совместимость	Совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов	Нижний компонент системы Platform Express

[†] Рабочие характеристики прибора HRLA указаны для ствола диаметром 20,32 см (8 дюймов).

[‡] Средняя характеристика отмечается при отношении фактического УЭС к УЭС зоны проникновения 10:1

Механические характеристики

	Прибор ARI	HRLA	HALS
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	150°C [302°F]	125°C [257°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	103 МПа [15000 psi]	69 МПа [10000 psi]
Мин. диаметр ствола	11,43 см [4½ дюйма]	12,70 см [5 дюймов]	13,97 см [5½ дюйма]
Макс. диаметр ствола	53,34 см [21 дюйм]	40,64 см [16 дюймов]	40,64 см [16 дюймов]
Наружный диаметр	9,21 см [3½ дюйма] [†] 18,41 см [7¼ дюйма] [†]	9,21 см [3½ дюйма]	9,21 см [3½ дюйма]
Длина	10,13 м [33,25 фута]	7,34 м [24,1 фута]	4,88 м [16 футов]
Масса	263 кг [579 фунтов]	179 кг [394 фунта]	100 кг [221 фунт]
Прочность на растяжение	13345 Н [3000 фунт-сил] 41810 Н [9400 фунт-сил]	133450 Н [30000 фунт-сил]	88960 Н [20000 фунт-сил]
Прочность на сжатие		С зазором лопаток: 16010 Н [3600 фунт-сил] С жесткими центраторами: 34700 Н [7800 фунт-сил]	10675 Н [2400 фунт-сил] С четырьмя жесткими центраторами: 41810 Н [9400 фунт-сил]

[†] Конструкция прибора ARI имеет два варианта исполнения для работы со стволами различного диаметра.

Приборы микробокового каротажа

Приборы микробокового каротажа измеряют удельное электрическое сопротивление зоны проникновения фильтрата бурового раствора (R_{xo}). Измерения микропотенциал-зонда и микроградиент-зонда позволяют выделять проницаемые интервалы.

Прибор микробокового каротажа со сферической фокусировкой (MicroSFL)

У прибора микробокового каротажа со сферической фокусировкой (MicroSFL*, MSFL) очень небольшой радиус исследований, необходимый для измерения УЭС пород вблизи стенок ствола, что достигается за счет специальной схемы расположения электродов в сочетании с управлением экраняющим током. Прибор MicroSFL также позволяет определить толщину глинистой корки (h_{mc}) и получить диаграммы микропотенциал- (MNOR) и микроградиент- (MINV) зондов.

Прибор микробокового каротажа с цилиндрической фокусировкой

Прибор микробокового каротажа с цилиндрической фокусировкой (MCFL) и трехзондовый прибор литоплотностного каротажа (TLD) входят в состав комплекса Platform Express. Прибор MCFL включает узкую износостойчивую металлическую контактную пластину и обеспечивает измерение трех основных параметров: УЭС зоны проникновения R_{xo} , h_{mc} , и УЭС глинистой корки R_{mc} .

MCFL обладает несколькими преимуществами по сравнению с приборами МБК предыдущего поколения в плане измерения УЭС зоны проникновения. В данном приборе применяется метод двойной фокусировки для создания цилиндрических эквипотенциальных поверхностей, имеющих оптимальную форму для цилиндрического ствола скважины и обеспечивающих

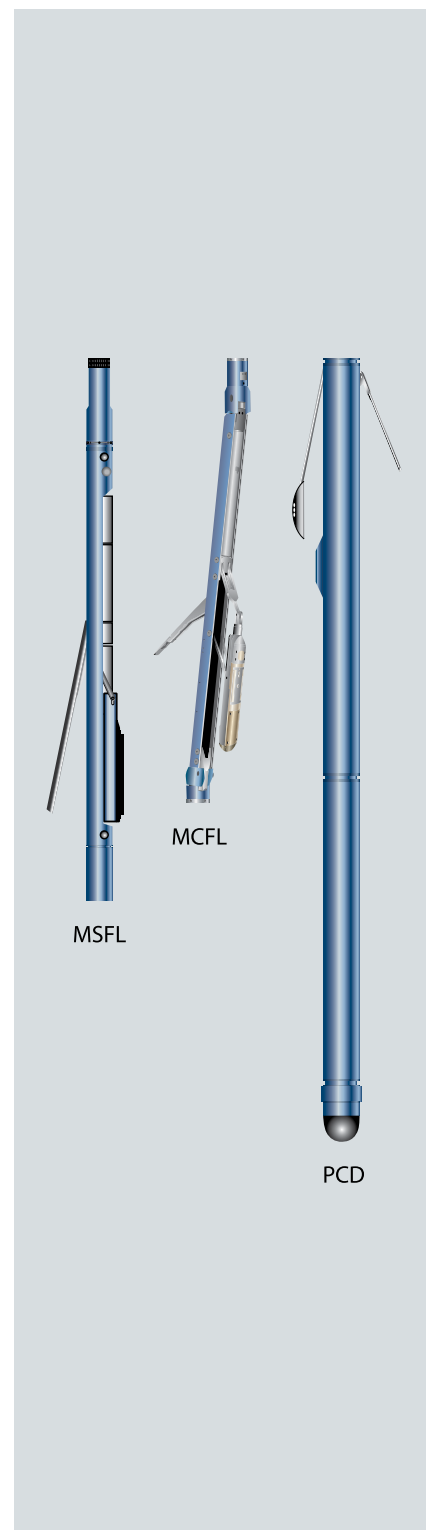
нечувствительность прибора к вариациям толщины фильтрационной корки и геометрии ствола. Благодаря радиусу исследования 7,62 см (3 дюйма) измерения также нечувствительны к глинистой корке толщиной до 1 см (0,4 дюйма), а при большей ее толщине выполняется соответствующая коррекция. Результаты измерений толщины глинистой корки служат исходными данными для процедур оценки качества данных комплекса методов ГИС, чувствительных к зазору между корпусом прибора и стенками скважины и ввода поправок за условия измерений.

Каверномер (PCD) с микрозондами

Каверномер с микрозондами состоит из гидравлического зонда, включающего в себя два рычажных устройства и башмак, на котором расположены микропотенциал- и микроградиент-зонд. Башмак микрозонда устанавливается на большом рычаге каверномера, прижимающем прибор к стенке скважины. Малый рычаг располагается напротив большого рычага и используется для измерения диаметра скважины. Замеры, микроградиент- и микропотенциал-зондами, позволяют выделять интервалы проницаемых пропластков.

Области применения

- измерение УЭС зоны проникновения R_{xo} ;
- коррекция методов электрометрии с большим радиусом исследования за проникновение фильтрата;
- выявление проницаемых зон;
- количественная оценка водонасыщенности в промытой зоне (S_{xo}) (оценка объема вытесненных углеводородов);
- измерение диаметра ствола;
- определение неровности стенок ствола.



Характеристики измерений

	Прибор MicroSFL	Прибор MCFL	Каверномер РСД с микрозондами
Регистрируемые данные	УЭС зоны проникновения	УЭС зоны проникновения	Микропотенциал-зонд и микроградиент-зонд, два каверномера (одноосевые)
Скорость каротажа	549 м/ч [1800 футов/ч]	1097 м/ч [3600 футов/ч]	1097 м/ч [3600 футов/ч]
Диапазон измерения	0,2–1000 Ом·м	0,2–2000 Ом·м	Короткий рычаг: 3,18 см [1,25 дюйма] Диаметр скважины: 55,9 см [22 дюйма]
Вертикальное разрешение	5,08–7,67 см [2–3 дюйма]	1,78 см [0,70 дюйма]	Микропотенциал-зонд: 5,08 см [2 дюйма] Микроградиент-зонд: 2,54 см [1 дюйм]
Погрешность	±2 Ом·м	±5%	Каверномер: ±0,51 см [±0,2 дюйма]
Радиус исследования	1,78 см [0,7 дюйма]	7,62 см [3,0 дюйма]	Микропотенциал-зонд: ~3,8 см [~1,5 дюйма] Микроградиент-зонд: ~1,3 см [~0,5 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	РУО	РУО	РУО
Совместимость	Совместим с большинством приборов	Часть прибора TLD в компоновке Platform Express	Совместим с большинством приборов
Специальные области применения			Обеспечивает эксцентриситет другим приборам, требующим его

Механические характеристики

	Прибор MicroSFL	Прибор MCFL	Каверномер РСД с микрозондами
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	150°C [302°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	103 МПа [15000 psi]	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр ствола	13,97 см [5½ дюйма]	Без пружины: 13,21 см [5½ дюйма] С пружиной: 15,24 см [6 дюймов]	Без прижимного башмака с микрозондами: 16,51 см [6½ дюйма] С прижимным башмаком с микрозондами: 22,23 см [7 дюймов]
Макс. диаметр ствола	44,45 см [17½ дюйма]	40,64 см [16 дюймов]	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	При сложенном каверномере: 12,11 см [4,77 дюйма]	11,75 см [4,625 дюйма]	Без прижимного башмака с микрозондами: 8,57 см [3,375 дюйма] С прижимным башмаком с микрозондами: 12,70 см [5 дюймов] Со стандартным прижимным башмаком: 15,87 см [6,25 дюйма]
Длина	3,75 м [12,3 фута]	3,31 м [10,85 фута]	5,26 м [17,25 фута]
Масса	142 кг [313 фунтов]	78 кг [171,7 фунтов]	156 кг [345 фунтов]
Прочность на растяжение	177930 Н [40000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]	177930 Н [40000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	22240 Н [5000 фунт-сил]	39140 Н [8800 фунт-сил]	22240 Н [5000 фунт-сил]

Приборы для определения УЭС пород в обсаженных скважинах CHFR-Plus, CHFR-Slim

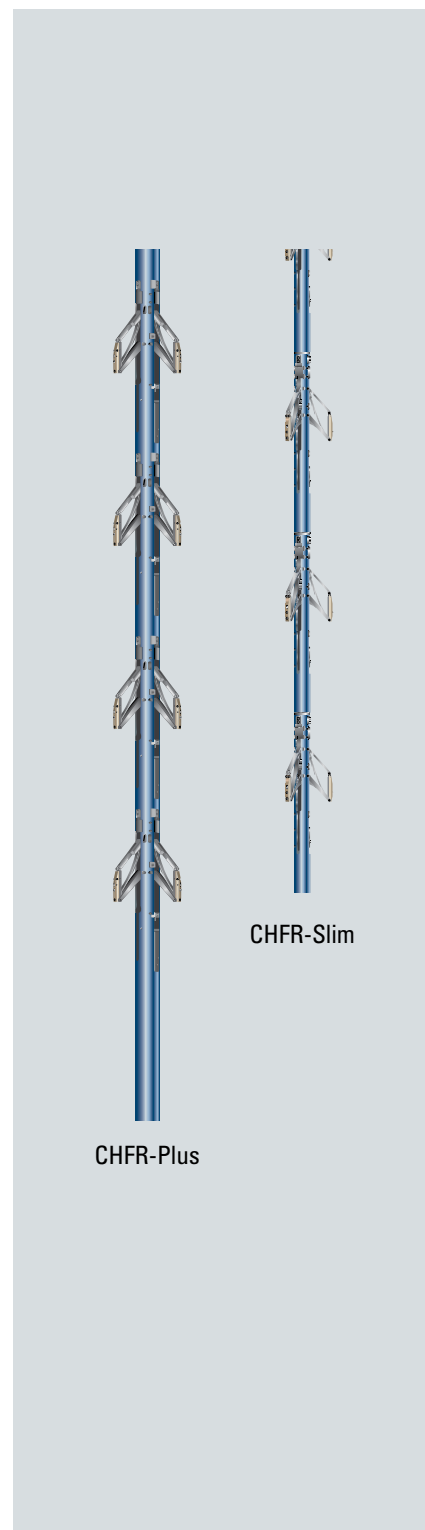
Приборы CHFR-Plus и CHFR-Slim позволяют проводить измерения пластовых УЭС с большим радиусом исследований через стальную обсадную колонну скважины. Прибор подает электрический ток на колонну обсадных труб по которым ток идёт вверх и вниз, возвращаясь на поверхность по пути, подобному току от приборов бокового каротажа. Большая часть тока проходит по колонне, но его небольшая часть уходит в горные породы. Электроды прибора измеряют разницу потенциалов создаваемую этим ушедшим в горные породы током, который пропорционален проводимости горных пород. Обычно горные породы имеют электрическое сопротивление в миллиарды раз больше сопротивления стальных обсадных колонн. Во время измерения прибором CHFR ток, ушедший в горные породы, вызывает падение электрического сопротивления в обсадной колонне на несколько десятков микроом. Так как ушедший ток имеет величину в несколько миллиампер, разница потенциалов, измеренная прибором CHFR, выражается в нановольтах (одна миллиардная вольта). Измерения проводятся при нахождении прибора в стационарном положении.

Для обеспечения контакта прибор-обсадная колонна, необходимого для измерения прибором CHFR, электроды на зонде спроектированы так, что они могут обеспечивать механическое удаление отложений солей или парафинов небольшой толщины, обеспечивая необходимый гальванический контакт.

Приборы CHFR-Plus и CHFR-Slim можно использовать и в скважинах, заполненных непроводящим флюидом (нефтью либо газом), так как прибор обеспечивает гальванический контакт измерительных электродов с колонной. Стандартные типы цемента, используемые для цементирования обсадных колонн имеют низкое УЭС (1-5 Ом) и не влияют на качество данных измерений УЭС пласта.

Области применения

- Измерение УЭС через стальную обсадную колонну в новых или старых скважинах
- Мониторинг процессов разработки залежей УВ
- Поиск и оценка пропущенных залежей УВ
- Оценка текущих значений нефтегазонасыщенности и положений флюидальных контактов
- Оценка УЭС в интервалах скважин, где электрометрия в открытом стволе не проводилась



Характеристики измерений

	CHFR Plus и CHFR Slim
Регистрируемые данные	УЭС пласта
Скорость каротажа	Стационарный замер ~1 мин/станцию*
Диапазон измерение	от 1 до 100 Ом*м**
Вертикальное разрешение	1.2м [4 фута]
Погрешность	от +-3% до +-10%
Радиус исследования	от 2.1 до 9.75 м [от 7 до 32 футов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	ГК, ЛМ
Специальные области применения	H ₂ S

*Стационарные замеры каждые 1.22 м [4 фута], 2 одновременных замера сопротивления, на расстоянии 0.61м [2 фута] друг от друга. Скорость 73 м/ч [240 футов/ч]

** Измерение сопротивления более 100 Ом*м может быть возможно в некоторых условиях

‡ For an infinitely thick bed

Механические характеристики

	Прибор CHFR-Plus	Прибор CHFR-Slim
Номинальная температура	150°C [302°F]	150°C [302°F]
Номинальное давление	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]
Диаметр обсадной колонны — мин.	11,43 см [4 ½ дюйма]	73 см [2 ¾ дюйма]
Диаметр обсадной колонны — макс.	24,45 см [9 ⅝ дюйма]	17,78 см [7 дюймов]
Наружный диаметр	8,57 см [3,375 дюйма]	5,40 см [2,125 дюйма]
Длина	14,63 м [48 футов]	11,3 м [37 футов]
Масса	310 кг [683 фунт.м]	115 кг [253 фунта]
Прочность на растяжение	88960 Н [20000 фунт/сила]	44480 Н [10000 фунт/сила]
Прочность на сжатие	10675 Н [2400 фунт/сила]	4448 Н [1000 фунт/сила]

Schlumberger

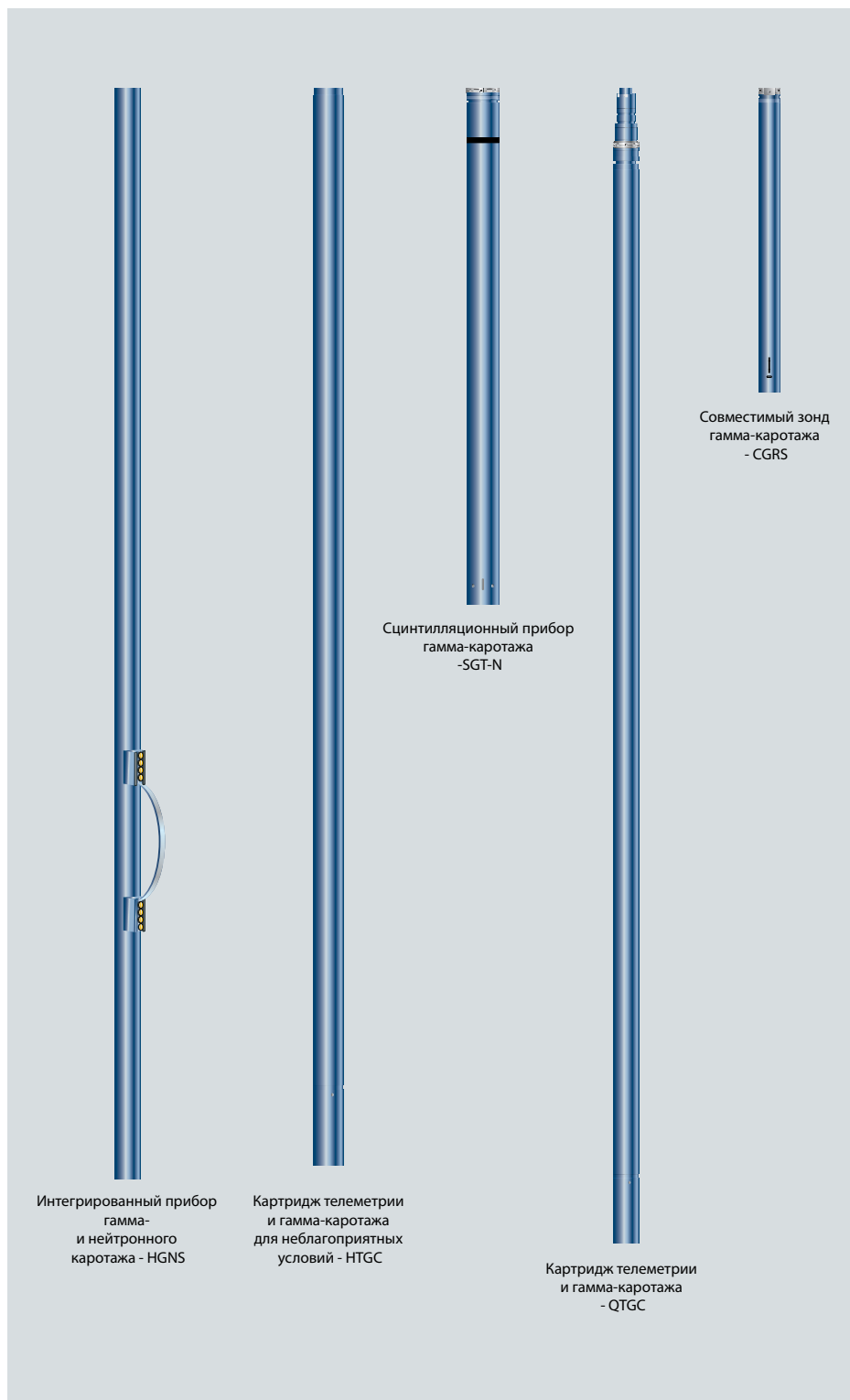
Приборы
Радиометрии

Приборы гамма-каротажа

Приборы гамма-каротажа регистрируют естественное гамма-излучение горных пород в призабойной зоне. Эти измерения позволяют определить вещественный состав пород на основании показателей радиоактивности. Эффективные в любой среде (как в открытом, так и в обсаженном стволе скважины) приборы гамма-каротажа являются стандартными средствами стратиграфической корреляции разрезов скважин.

Области применения

- привязка глубин;
- стратиграфическая корреляция разрезов скважин (открытый и обсаженный ствол);
- определение литологического состава;
- оценка глинистости на качественном уровне;
- оценка присутствия радиоактивных минеральных отложений на качественном уровне;
- контроль глубины при перфорации через обсадную колонну;
- контроль глубин испытателей пластов в открытом стволе.



Характеристики измерений

	Интегрированный зонд гамма- и нейтронного каротажа (HGNS)	Картридж телеметрии и гамма-каротажа для неблагоприятных условий (HTGC)	Сцинтилляционный прибор гамма-каротажа (SGT)	Картридж телеметрии и гамма-каротажа для комплекса SlimXtreme (QTGC)	Совместимый зонд гамма-каротажа (CGRS)
Регистрируемые данные	Пластовое гамма-излучение	Пластовое гамма-излучение	Пластовое гамма-излучение	Пластовое гамма-излучение	Активность гамма-излучения
Скорость каротажа	1097 м/ч [3600 футов/час]	549 м/ч [1800 футов/ час]	1097 м/ч [3600 футов/ час]	549 м/ч [1800 футов/ час]	1097 м/ч [До 3600 футов/ час]
Диапазон измерения	0–1000 gAPI	0–2000 gAPI	0–2000 gAPI	0–2000 gAPI	0–2000 gAPI
Вертикальное разрешение	30,48 см [12 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]
Погрешность	±5%	±5%	±5%	±5%	±5%
Радиус исследования	60,96 см [24 дюйма]	60,96 см [24 дюйма]	60,96 см [24 дюйма]	60,96 см [24 дюйма]	60,96 см [24 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Совместимость	Входит в состав системы Platform Express	Совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов	Совместим с приборами CPLT, RSTPro
Специальные области применения					Присутствие H ₂ S

Механические характеристики

	HGNS	HTGC	SGT	QTGC	CGRS
Макс. рабочая температура	150°C [302°F]	260°C [500°F]	177°C [350°F]	260°C [500°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	103 МПа [15000 psi]	172 МПа [25000 psi]	138 МПа [20000 psi]	207 МПа [30000 psi]	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр ствола	11,43 см [4 ½ дюйма]	12,07 см [4 ¾ дюйма]	12,38 см [4 ⅞ дюйма]	9,84 см [3 ⅞ дюйма]	Установочный патрубок 4,61 см [1 ⅜ дюйма]
Макс. диаметр ствола	Предел не установлен для измерения гамма-излучения	Предел не установлен	Предел не установлен	Предел не установлен	Предел не установлен
Наружный диаметр	8,57 см [3,375 дюйма]	9,53 см [3,75 дюйма]	8,57 см [3,375 дюйма]	7,62 см [3,0 дюйма]	4,29 см [1 ⅜ дюйма]
Длина	3,31 м [10,85 фута]	3,26 м [10,7 фута]	1,68 м [5,5 фута]	3,25 м [10,67 фута]	0,97 м [3,2 фута]
Масса	171,7 фунтов [78 кг]	265 фунтов [120 кг]	83 фунтов [38 кг]	180 фунтов [82 кг]	7 кг [16 фунтов]
Прочность на растяжение	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]	44480 Н [10000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	164580 Н [37000 фунт-сил]	88960 Н [20000 фунт-сил]	103210 Н [23000 фунт-сил]	88960 Н [20000 фунт-сил]	4450 Н [1000 фунт-сил]

Приборы гамма-спектрометрического каротажа

Приборы гамма-спектрометрического каротажа позволяют определять вещественный состав пород. Полный спектр измеренного гамма-излучения разделяется на три наиболее характерных компонента естественного излучения в осадочных породах — излучение калия, тория и урана (соответственно K, Th и U). Эти данные служат для определения состава глинистых минералов или песчаников в призабойной зоне. При этом можно определить тип глины и установить радиоактивность песчаника. Можно также выявить отложение радиоактивных солей за колонной, обусловленное прохождением фронта нагнетаемых вод.

Прибор гамма-спектрометрического каротажа (NGS)

В приборе гамма-спектрометрического каротажа (NGS*) применяется спектрометрия с пятью окнами для разложения полного спектра гамма-излучения на относительные вклады от K, Th и U. Кроме того, представляются стандартный спектр гамма-излучения и спектр гамма-излучения с вычетом урановой компоненты. Для оценки глинистости при наличии радиоактивных минералов используется расчетная величина гамма-излучения или диаграмма относительного содержания Th.

Прибор спектрометрического гамма-каротажа для неблагоприятных условий

Прибор спектрометрического гамма-каротажа для неблагоприятных условий (HNGS) имеет комплект детекторов повышенной чувствительности, обеспечивающих улучшенную статистическую характеристику естественного гамма-излучения пород по разрезу. Таким образом достигается улучшенное качество спектрального анализа по сравнению с приборами предыдущего поколения. Повышению качества измерений также способствует применение двух детекторов вместо одного. Скорость каротажа прибора HNGS превышает этот показатель для других приборов, измеряющих естественное гамма-излучение пласта. Прибор рассчитан на температуру 500°F [260°C], что позволяет применять его при высокотемпературных скважинных условиях.

Области применения

- Привязка глубин
- Оконтуривание коллектора
- Детальная межскважинная корреляция
- Определение фаций и среды осадконакопления
- Изучение изверженных пород
- Изучение других радиоактивных минералов
- Расчет содержания урана и калия
- Определение преобладающего типа глинистых минералов



HNGS

Характеристики измерений

	NGS Tool	HNGS
Регистрируемые данные	Гамма-излучение, гамма-излучение с вычетом излучения урана, диаграммы излучения калия, тория и урана	Гамма-излучение, гамма-излучение с вычетом излучения урана, диаграммы излучения калия, тория и урана
Скорость каротажа	549 м/ч [1800 фут/ч]	549 м/ч [1800 фут/ч]
Диапазон измерения	0–2000 gAPI	0–2000 gAPI
Вертикальное разрешение	20,32–30,48 см [8–12 дюймов]	20,32–30,48 см [8–12 дюймов]
Погрешность	K: ±0,4% (погрешность), 0,25% (повторяемость) Th: ±3,2 ppm (погрешность), 1,5 ppm (повторяемость) U: ±2,3 ppm (погрешность), 0,9 ppm (повторяемость)	K: ±0,5% (погрешность), 0,14% (повторяемость) Th: ±2% (погрешность), 0,9 ppm (повторяемость) U: ±2% (погрешность), 0,4 ppm (повторяемость)
Радиус исследования	24,13 см [9,5 дюймов]	24,13 см [9,5 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	В растворах, содержащих KCl, его содержание должно быть известно	В растворах, содержащих KCl, его содержание должно быть известно
Совместимость	Совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов

Механические характеристики

	NGS Tool	HNGS
Номинальная температура	150°C [302°F]	260°C [500°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi]	172 МПа [25000 psi]
Диаметр ствола — мин.	11,43 см [4 ½ дюйма]	12,07 см [4 ¾ дюйма]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен	Предел не установлен
Наружный диаметр	NGT-C: 9.21 см [3 ⅝ дюйма] NGT-D: 9.84 см [3 ⅞ дюйма]	9,53 см [3 ¾ дюйма]
Длина	2,62 м [8,6 фута]	3,57 м [11,7 фута]
Масса	NGT-C: 75 кг [165 фунт. м] NGT-D: 86 кг [189 фунт. м]	125 кг [276 фунт. м]
Прочность на растяжение	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	88960 Н [20000 фунт-сил]	102310 Н [23000 фунт-сил]

Спектрометрия высокого разрешения Litho Scanner

Прибор импульсной нейтрон-гамма спектрометрии высокого разрешения Litho Scanner позволяет выполнять регистрацию двух энергетических спектров гамма-квантов высокого разрешения (неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов) для высокоточной оценки весовых концентраций химических элементов, минералогического состава, определения литологии пород, а также независимой оценки Сорг.вес,% в пластовых условиях. Одновременно с основными измерениями выполняется оценка спада интегрального гамма-фона во времени для оценки макросечения захвата пород — сигма (Σ) с целью независимой характеристики флюидов в поровом пространстве коллекторов. Новый прибор объединяет в себе мощный импульсный источник нейтронов (ИГН), уникальный детектор гамма-квантов на основе легированного церием бромидом лантана ($\text{LaBr}_3:\text{Ce}$), а также специальную высокопроизводительную электронную схему для регистрации и обработки получаемых спектров гамма-излучения неупругого рассеяния и радиационного захвата нейтронов с целью определения весовых содержаний основных химических элементов, входящих в состав пород по разрезу. Данный прибор обеспечивает гораздо более высокий класс точности измерений по сравнению с приборами спектрометрии предыдущих поколений при производстве измерений как в открытых, так и в обсаженных стволах.

Определение содержания магния из спектра неупругого рассеяния позволяет четко различать кальцит и доломит в карбонатных породах. Улучшенный алгоритм определения содержания серы позволяет выполнять независимую оценку содержания ангидрита и кальцита.

Общее содержание органического углерода (Сорг.вес,%) в пласте рассчитывается путем вычитания количества неорганического углерода (Снеорг), связанного с присутствием карбонатных минералов, из общего содержания углерода, получаемого из измерений спектра неупругого рассеяния. Таким образом, определение общего содержания органического углерода прибором Litho Scanner производится с учетом всего органического вещества в

пласте: керогена, нефти, битума, фильтрата РУО, газа, угля и т.д. При этом, результаты оценки Сорг.вес,% представляются в виде непрерывной характеристики по разрезу, а не в виде дискретных значений (как в случае результатов лабораторных исследований отдельных образцов керна). Кроме того, на оценку Сорг.вес,% не оказывают влияния геолого-технологические условия при проведении измерений, получаемые результаты являются характеристикой породы.

В залежах сланцевого газа оценка Сорг.вес,% в пластовых условиях является прямо пропорциональной характеристикой содержанию керогена. В отложениях нефтематеринских пород сопоставление оценок Сорг.вес,% в пластовых условиях с измерениями пористости по ЯМК позволяют выполнять относительную оценку содержания подвижных углеводородов по отношению к неподвижному керогену в породе. Сопоставление свойств матрицы, оцененных по данным Litho Scanner с результатами обработки данных ГТК-п, ННК-т и ЯМК позволяет выполнять оценку пористости и содержания керогена в породе.

Наружный диаметр Litho Scanner составляет всего 4,5 дюйма. Прибор совместим с большинством приборов, используемых в открытом стволе и спускаемых на кабеле, бурильных трубах или скважинном тракторе. Кроме того, Litho Scanner обеспечивает в 4 раза более высокую точность измерений по сравнению с приборами предыдущего поколения при более высокой скорости регистрации и возможности работы в условиях высоких пластовых температур за счет применения нового сцинтиллятора на основе $\text{LaBr}_3:\text{Ce}$. Litho Scanner не требует специальной системы охлаждения детектора, а высокое разрешение спектра обеспечивается даже при проведении длительных исследований в условиях высоких температур до 177°C (350°F).



Применение

- Детальная количественная оценка минералогического состава сложных литологических комплексов
- Определение весовых концентраций химических элементов и количественная оценка минералогии в режиме реального времени
 - Ca, Fe, Mg и S в карбонатных породах
 - Al, Fe и Si в терригенных породах
 - Al, Ca, Fe, K и Si в нетрадиционных коллекторах
- Непрерывная запись Сорг.вес,% пород
 - Объем керогена в нефте- и газоматеринских породах
 - Весовое содержание нефти в залежах высоковязких нефтей и слабосцементированных нефтенасыщенных песчаниках
- Независимая оценка объема нефти
 - Выявление низкоомных интервалов коллекторов
 - Выявление нефтенасыщенных интервалов в пластах с пресной водой, а также при неизвестной минерализации пластовых вод
- Более точное выделение ВНК в низкопроницаемых пластах
- Макросечение захвата пластового флюида
 - Идентификация газа
 - Определение фоновых характеристик для мониторинга движения флюидов при применении методов увеличения нефтеотдачи (МУН)
- Определение свойств матрицы породы для петрофизического анализа
 - Точная оценка пористости по данным плотностного каротажа
 - Поправка за минералогический состав
 - Измерение фотоэлектрического фактора (PEF) независимо от бурового раствора
 - Диэлектрическая проницаемость и макросечение захвата
- Определение элементов для корреляции разрезов скважин и структурно-стратиграфического анализа
- Изучение пород через стальную обсадную колонну
 - Выявление целиков углеводородов
 - Дополнительные измерения к расширенному комплексу LWD (каротажа во время бурения)
- Быстрое и точное определение минералогического состава и общего содержания органического углерода — исходных данных для классификации литофаций (специальная обработка sCore*) с целью выделения интервалов с наилучшими коллекторскими свойствами и качеством заканчивания в программной среде моделирования Mangrove*, являющейся частью программной платформы Petrel E&P
- Металлы для рудной геологоразведки: Cu, Gd, Ni и Ti

Характеристики измерений

Прибор Litho Scanner	
Регистрируемые данные	Определение элементов, весовых долей элементов, Сорг.вес,%, весовые содержания минералов, свойства матрицы пород
Скорость каротажа [†]	Макс.: 1097 м/ч [3600 футов/ч] [†]
Диапазон измерений	от 1 до 10 МэВ
Вертикальное разрешение	45,72 см [18 дюймов]
Радиус исследования:	от 17,78 до 22,86 см [от 7 до 9 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов для открытого ствола Спуск на лебедке, TLC* (системы для сложных условий) или на тракторе
Специальное применение	

[†] При планировании работы возможно проведение оценки точности определения концентраций элементов и интерпретируемых характеристик, таких как плотность скелета породы с учетом конкретных условий измерения, при рекомендуемой скорости каротажа в зависимости от требуемой повторяемости измерений.

Механические характеристики

Прибор Litho Scanner	
Макс. рабочая температура	Версия А: 140°C [284°F], Версия С: 177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	13,97 см [5,5 дюйма]
Макс. диаметр скважины	60,96 см [24 дюйма] [†]
Наружный диаметр	11,4 см [4,5 дюйма]
Длина	Версия А: 4,27 м [14 футов], Версия С: 2,74 м [9 футов]
Масса	Версия А: 166 кг [366 фунтов], Версия С: 132 кг [290 фунтов]
Прочность на натяжение	244 652 Н [55 000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	100 085 Н [22 500 фунт-сил]

[†] С учетом отклоняющей рессоры

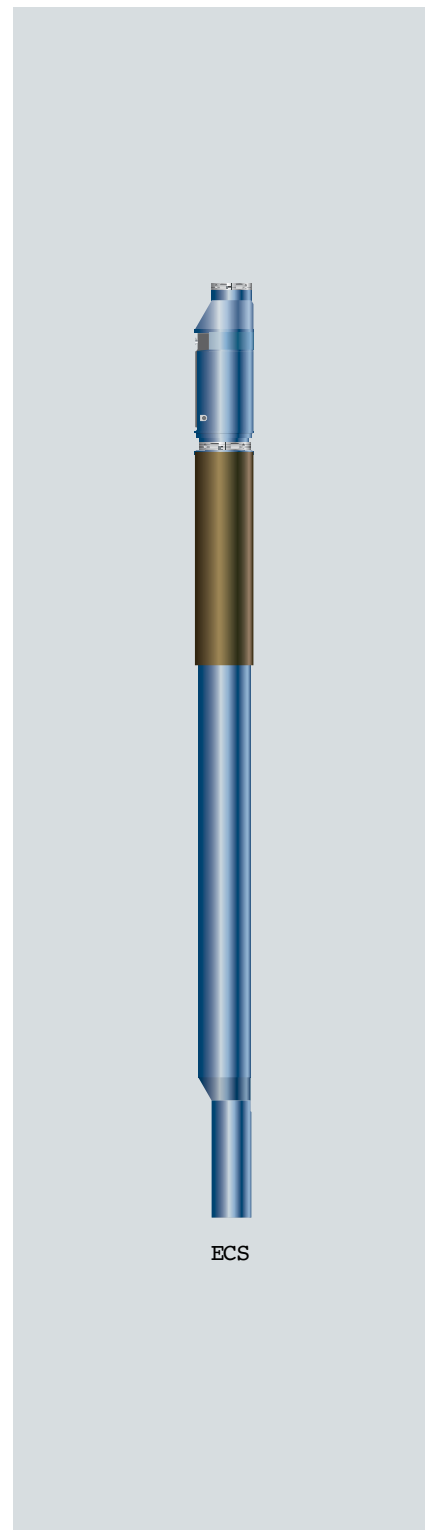
Прибор нейтрон-гамма спектрометрии ECS

Прибор нейтрон-гамма спектрометрии ECS в основе своей работы имеет стандартный изотопный (AmBe) источник нейтронов (активностью 16 Ки) и сцинтилляционный детектор с большим кристаллом из германата висмута (BGO). Прибор позволяет регистрировать и анализировать энергетический спектр гамма-квантов радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов. Исследования могут проводиться как в необсаженных скважинах, так и через стальную обсадную колонну. В ходе обработки зарегистрированных спектров оценивается весовое содержание химических элементов: кремний (Si), железо (Fe), кальций (Ca), сера (S), титан (Ti), гадолиний (Gd), хлор (Cl), барий (Ba) и водород (H).

Алгоритм обработки спектра включает разделение регистрируемого спектра на 254 канала для оценки вкладов различных химических элементов, определения весового содержания элементов, минералов и групп минералов и свойств матрицы. Первый этап включает применение спектр-стандартов различных химических элементов для определения их относительных вкладов в зарегистрированный спектр ГИРЗ. Далее, выполняется пересчет относительных вкладов наведенной радиоактивности элементов в весовые содержания Si, Fe, Ca, S, Ti и Gd с использованием соответствующих оксидных моделей. Далее, с помощью методического комплекса SpectroLith, выполняется количественная оценка минералогического состава пород и свойств матрицы по разрезу. Данный методический комплекс построен на основе эмпирических уравнений, связывающих концентрации химических элементов с весовыми содержаниями минералов. Эти эмпирические связи настроены на огромной коллекции геохимических исследований образцов керн, представляющих различные месторождения мира.

Результатами обработки данных нейтрон-гамма спектрометрии являются:

- Весовые содержания групп минералов
 - расчет глинистости;
 - содержание карбонатных минералов;
 - содержание гипса и ангидрита;
 - группа кварц-полевошпатовых минералов (кварц+полевые шпаты+слюды);
 - пирит;
 - сидерит;
 - уголь;
 - соль;
- Свойства матрицы (из концентраций химических элементов):
 - плотность матрицы;
 - водородосодержание матрицы;
 - макросечение захвата («сигма») матрицы.



ECS

Области применения

- Комплексный петрофизический анализ DecisionXpress
- Независимое определение глинистости
- Определение объемов карбонатов, гипса или ангидрида, QFM, пирита, сидерита, угля и соли для комплексного анализа коллектора
- Определение петрофизических свойств матрицы – плотность, водородосодержание, сечение захвата
- Качественная литологическая характеристика для моделирования свойств пород и прогнозирования порового давления на основании сейсмических данных
- Геохимическая стратиграфия (хемостратиграфия) для межскважинной корреляции
- Рекомендации по улучшенному заканчиванию скважин и применению буровых растворов с учетом условий цементации (глинистые или карбонатные породы)
- Оконтуривание метаносодержащих угольных пластов, оценка их продуктивности и запасов в месте залегания
- Основные преимущества: проведение исследований в одной компоновке приборов со стандартным комплексом ГИС; уникальная, основанная на исследованиях керна методика

Характеристики измерений

	ECS
Регистрируемые данные	Элементный энергетический спектр, массовые доли элементов, минералогический состав (SpectroLith), свойства матрицы
Скорость каротажа	549 м/ч [1800 фут/ч]
Диапазон измерения	600 кэВ — 8 МэВ
Вертикальное разрешение	45,72 см [18 дюймов]
Погрешность [†]	2%—в соответствии с выведенными нормами
Радиус исследования	22,86 см [9 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов
Специальные области применения	Автоматическая интерпретация данных на буровой

[†] Статистическая неопределенность характеристик элементов при номинальных условиях (скорость каротажа 1800-фут/ч, коэффициент снижения разрешения 5, 16000 захватов в секунду (cps), коэффициент нормализации заполнения 3): Si 2,16%, Ca 2,19%, Fe 0,36%, S 1,04%, Ti 0,10% и Gd 3,48 ppm.

Механические характеристики

	ECS
Номинальная температура	177°C [350°F] 260°C [500°F] (со внутренним сосудом Дьюара, CO ₂ охлаждение)
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi] В корпусе, рассчитанном на высокое давление: 172 МПа [25000 psi]
Диаметр ствола — мин.	16,51 см [6 ½ дюйма]
Диаметр ствола — макс.	50,80 см [20 дюймов]
Наружный диаметр	12,70 см [5,0 дюймов] В корпусе, рассчитанном на высокое давление: 13,97 см [5,5 дюймов]
Длина	3,09 м [10,15 фута]
Масса	138 кг [305 фунт м]
Прочность на растяжение	222410 Н [50000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	88960 Н [20000 фунт-сил]

Приборы нейтрон-нейтронного каротажа

Приборы компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа служат для измерения водородосодержания пластов. Из результатов измерений рассчитываются значения пористости, которые в сочетании с результатами плотностного каротажа позволяют определить литологический состав конкретных интервалов и выявить в них наличие газа. Некоторые приборы компенсированного нейтронного каротажа позволяют производить измерения по тепловым и надтепловым нейтронам. Для измерений по тепловым нейтронам требуется, чтобы ствол скважины был заполнен жидкостью. Измерения по надтепловым нейтронам можно выполнять в стволах, заполненных воздухом или газом.

Компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж (CNL)

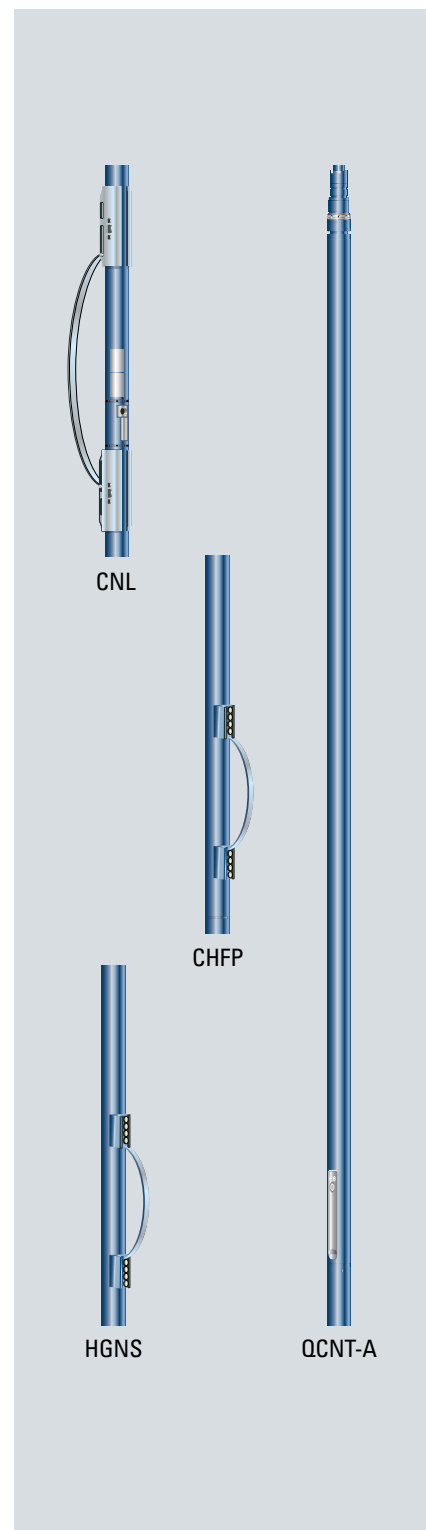
В состав прибора компенсированного нейтронного каротажа (CNT) входит радиоактивный источник, облучающий пласт быстрыми нейтронами. В пласте нейтроны замедляются, главным образом, атомами водорода. Количество замедленных нейтронов подсчитывается детекторами прибора. Поскольку CNT реагирует в основном на содержание водорода в пласте, результаты измерений представляются в единицах пористости (% или доли единиц). В зависимости от конструкции детектора можно измерять количество надтепловых (со средней энергией) нейтронов и тепловых (медленных) нейтронов. В приборе CNT применяются два детектора для измерения количества тепловых нейтронов с компенсацией за скважинные условия. При проведении нейтронного каротажа для двух типов энергии (DNL*, модификация CNT-G) применяются два детектора тепловых нейтронов и два детектора надтепловых нейтронов, производящие отдельные измерения энергии с целью обнаружения газа и улучшенной характеристики коллектора.

Интегрированный зонд гамма- и нейтрон-нейтронного каротажа

Интегрированный зонд гамма- и нейтрон-нейтронного каротажа (HGNS) входит в состав компоновки аппаратного комплекса Platform Express и предназначен для измерения нейтронной пористости. Прибор HGNS содержит зонды для оценки нейтронной пористости, естественного гамма-излучения и акселерометрии. В основе измерений нейтронной пористости лежит тот же принцип, что и при использовании стандартного прибора CNT, однако, при обработке данных HGNS, возможна корректировка результатов измерений за неравномерную скорость движения приборной компоновки. Кроме того, качество измерений улучшено за счет повышенной надежности системы Platform Express.

Прибор компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа для комплекса SlimXtreme

Прибор компенсированного нейтрон-нейтронного каротажа для платформы SlimXtreme (QCNT) позволяет регистрировать такие же высококачественные данные нейтронной пористости по тепловым нейтронам и скорректированные за условия измерений, что и стандартный прибор CNT. Диаметр прибора составляет 7,62 см (3 дюйма), прибор рассчитан максимум на 8 часов непрерывного каротажа при температуре до 260°C (500°F) и давлении до 207 МПа (30000 psi).



Система измерения пористости в обсаженных скважинах (CHFP)

Система измерения пористости (CHFP) позволяет выполнять точные измерения пористости пласта и «сигма» в обсаженных скважинах. Сочетание импульсного источника нейтронов с экранированием от скважины и фокусировкой позволяет измерять значения пористости с минимальным влиянием скважинных

условий. Измерения по надтепловым нейтронам практически исключают воздействие веществ, поглощающих тепловые нейтроны, а также воздействие породы и минерализации раствора в скважине, и снижают чувствительность прибора к плотности матрицы, отклонению прибора от стенок скважины, и температуры.

Области применения

- оценка пористости;
- оценка литологического состава;
- обнаружение газа;
- стратиграфическая корреляция в обсаженных скважинах;
- возможность спуска в скважину малогабаритных приборов через бурильную колонну.

Характеристики измерений

	CNL Tool	HGNS	QCNT	CHFP Service
Регистрируемые данные	Пористость по тепловым нейтронам CNT-G: пористость по надтепловым нейтронам	Пористость по тепловым нейтронам, пластовое гамма-излучение, одноосная акселерометрия	Пористость по тепловым нейтронам	Нейтронная пористость, «сигма», качество измерений
Скорость каротажа	Стандартная: 549 м/ч [1800 футов/час] С высоким разрешением: 274 м/ч [900 футов/час]	1097 м/ч [3600 футов/ час]	549 м/ч [1800 футов/ час]	Рекомендованная: 274 м/ч [900 футов/ час] Максимальная: 549 м/ч [1800 футов/ час]
Диапазон измерения	0 — 60 ри (0 — 60% нескорректированная пористость)			Пористость: 0 — 50 ри
Вертикальное разрешение	30,48 см [12 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]	35,6 см [14 дюймов]
Погрешность	0 to 20 ри: ±1 ри 30 ри: ±2 ри 45 ри: ±6 ри	0 to 20 ри: ±1 ри 30 ри: ±2 ри 45 ри: ±6 ри	0 to 20 ри: ±1 ри 30 ри: ±2 ри 45 ри: ±6 ри	Пористость: ±1 ри при 0 — 10 ри ±2 ри при 10 — 25 ри ±3 ри при 25 — 40 ри ±4 ри при >40 ри Сигма: ±1 си при <20 си
Радиус исследования	~23 см [-9 дюймов] (изменяется в зависимости от водородного индекса пласта)			~18 см [-7 дюймов] [†]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Измерения по тепловым нейтронам невозможно проводить в стволах, заполненных воздухом или газом			Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов	Входит в состав системы Platform Express	Совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов
Специальные области применения				Скважины малого диаметра, скважины с большой интенсивностью искривления, каротаж на ГНКТ, с применением специального манипулятора типа «трактор»

[†] Зависит от толщины стенок обсадной колонны и цементного кольца, с размещением в колонне с толщиной стенок от 5,21 до 13,84 мм (0,205 — 0,545 дюйма) и поправкой на общую толщину цемента и колонны до 3,8 см [1,5 дюйма]

Механические характеристики

	CNL Tool	HGNS	QCNT	CHFP Service
Макс. рабочая температура	204°C [400°F]	150°C [302°F]	260°C [500°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	103 МПа [15000 psi]	207 МПа [30000 psi]	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр ствола	12,07 см [4 ½ дюйма]	11,43 см [4 ½ дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	11,43 см [4 ½ дюйма]
Мин. диаметр ствола	50,80 см [20 дюймов]	40,64 см [16 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]	24,45 см [9 ½ дюйма]
Наружный диаметр	Без пружинного прижимного рычага: 8,57 см [3,375 дюйма]	8,57 см [3,375 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]	9,21 см [3,625 дюймов]
Длина	2,21 м [7,25 фута]	3,31 м [10,85 фута]	3,63 м [11,9 фута]	3,94 м [12,94 фута]
Масса	54 кг [120 фунтов]	78 кг [171,7 фунта]	87 кг [191 фунт]	101 кг [222 фунта]
Прочность на растяжение	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	102310 Н [23000 фунт-сил]	164580 Н [37000 фунт-сил]	66720 Н [15000 фунт-сил]	102310 Н [23000 фунт-сил]

Приборы импульсного нейтронного каротажа

Прибор импульсного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым и недтепловым нейтронам APS

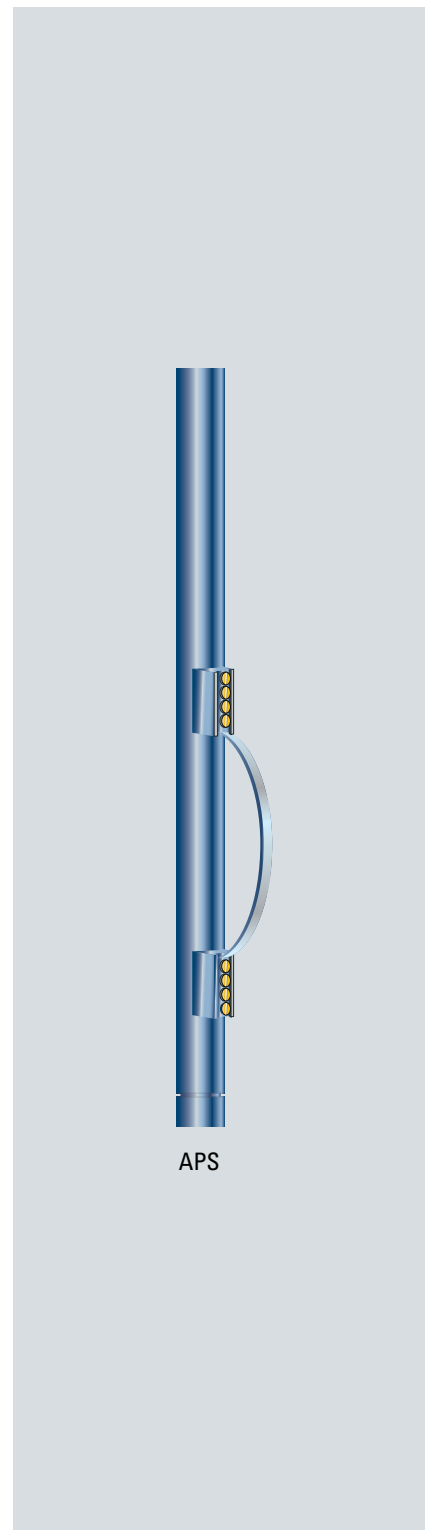
В приборе импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (APS) вместо изотопного источника применяется импульсный источник нейтронов. Высокая мощность нейтронного источника обеспечивает регистрацию надтепловых нейтронов и экранирование ствола скважины. В результате, на измерения пористости значительно меньше влияют скважинные условия и пластовые характеристики, такие как литология и минерализация пластового флюида. Пять детекторов служат для оценки пористости, обнаружения газа, оценки глинистости, улучшения вертикального разрешения и для коррекции за скважинные условия. Измерения можно производить как в обсаженном, так и в открытом стволе.

Прибор импульсного нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым и недтепловым нейтронам для неблагоприятных условий

Прибор к импульсного нейтрон-нейтронного каротажа для неблагоприятных условий (HAPS) входит в состав комплекса Xtreme. Зонд производит измерения в условиях высоких давлений и температур. Поместив обычный картридж APS в сосуд Дьюара, мы получили возможность выполнять HAPS-операции при забойной температуре до 500°F [260°C].

Области применения

- Оценка ФЕС пласта за колонной
- Точное измерение нейтронной пористости в средах, содержащих аномальные поглотители тепловых нейтронов
- Точная оценка водородосодержания
- Анализ глинистости
- Обнаружение газа



Характеристики измерений

	APS Sonde	HAPS
Регистрируемые данные	Нейтронная пористость, «сигма»	Нейтронная пористость, «сигма»
Скорость каротажа	Стандартный: 549 м/ч [1800 фут/ч] С высоким разрешением: 274 м/ч [900 фут/ч] Высокоскоростной: 1097 м/ч [3600 фут/ч]	Стандартный: 549 м/ч [1800 фут/ч] С высоким разрешением: 274 м/ч [900 фут/ч] Высокоскоростной: 1097 м/ч [3600 фут/ч]
Диапазон измерения	Пористость: 0–60 % [нескорректированная пористость 0–60%]	Пористость: 0–60 % [нескорректированная пористость 0–60%]
Вертикальное разрешение	35,56 см [14 дюймов]	35,56 см [14 дюймов]
Погрешность	<7%: ±0.5% 7–30%: ±7% 30–60%: ±10% Показатель «сигма»: ±1 с.у. [±0,1/м]	<7%: ±0.5% 7–30%: ±7% 30–60%: ±10% Показатель «сигма»: ±1 с.у. [±0,1/м]
Радиус исследования	17,78 см [7 дюймов]	17.78 см [7 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет	Нет
Совместимость	Совместим с большинством систем При совмещении с зондом ECS зонд APS монтируется под ним	Совместим с большинством систем При совмещении с зондом ECS зонд HAPS монтируется под ним

Механические характеристики

	APS Sonde	HAPS
Номинальная температура	177°C [350°F]	260°C [500°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi]	172 МПа [25000 psi]
Диаметр ствола — мин.	11,75 см [4 ½ дюйма]	14,92 см [5 ¾ дюйма]
Диаметр ствола — макс.	53,34 см [21 дюйма]	53,34 см [21 дюйм]
Наружный диаметр	9,21 см [3 ⅝ дюйма]	Без пружины: 10,16 см [4 дюйма]
Длина	3,96 м [13 футов]	4,88 м [16 футов]
Масса	101 кг [222 фунт. м]	181 кг [400 фунт. м]
Прочность на растяжение	22410 Н [50000 фунт-сил]	22410 Н [50000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	102310 Н [23000 фунт-сил]	66720 Н [15000 фунт-сил]

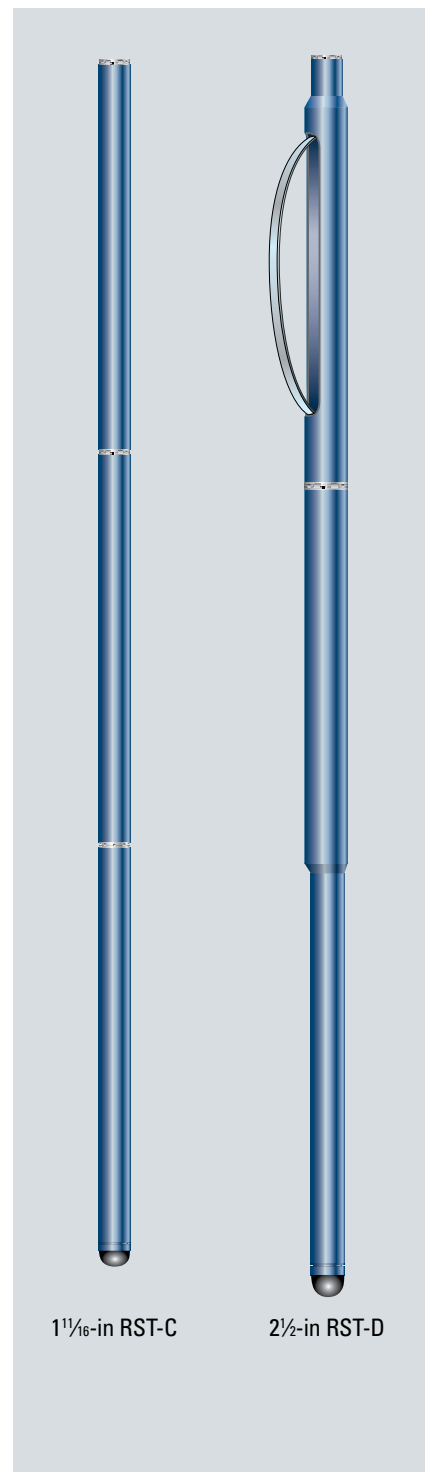
Приборы импульсного нейтрон-гамма каротажа для оценки насыщения пласта RSTPro

Уникальная двухзондовая спектрометрическая система спускаемых через НКТ приборов для оценки насыщения пласта RSTPro позволяет измерять гамма-излучение от неупругого рассеяния, захвата тепловых нейтронов и активации нейтронами за время одной спуско-подъемной операции. Обработка зарегистрированного спектра гамма-излучения от неупругого рассеяния и захвата тепловых нейтронов позволяет определить углерод-кислородное отношение (C/O), которое служит для выявления нефтенасыщенности пласта независимо от минерализации пластовой воды, даже если она низка или неизвестна. Если минерализация пластовой воды высокая, то для расчета нефтенасыщенности применяется измерение сечения захвата тепловых нейтронов в режиме «сигма». Эти измерения также можно использовать для обнаружения и количественной оценки нагнетаемой воды, минерализация которой отличается от минерализации связанной пластовой воды.

Приборы RSTPro применяются в составе системы промышленного каротажа PS Platform. Выпускается два типоразмера приборов для различных задач и диаметров обсадной колонны, с учетом специфики поведения скважин в статических и динамических условиях: RST-C диаметром 4,34 см (1 1/4 дюйма) и RST-D диаметром 6,37 см (2 1/2 дюйма). Дополнительным преимуществом прибора RST-D являются экранированные детекторы — ближний детектор экранирован от пласта, а дальний — от ствола скважины.

Области применения

- Оценка ФЕС пласта за колонной.
- Измерение пластового сечения захвата тепловых нейтронов (показатель «сигма»), пористости, и углерод-кислородного отношения.
- Измерение водонасыщенности в старых скважинах, в которых отсутствуют измерения, выполненные современными методами каротажа в открытом стволе.
- Измерение скорости потока воды в обсадной колонне вне зависимости от угла наклона скважины (промысловый каротаж).
- Измерение скорости потока воды в заколонном пространстве (для проведения ремонтно-восстановительных работ).
- Определение нефтенасыщенности на основании углерод-кислородного отношения, вне зависимости от минерализации пластовой воды.
- Каротаж в работающих скважинах (в сочетании с внешним скважинным датчиком объемного содержания фаз).
- Нейтрон-гамма спектрометрия (H, Cl, Ca, Si, Fe, S, Gd и Mg).
- Энергия неупругого рассеяния (C, O, Si, Ca и Fe).
- Объемное содержание трех фаз скважинного флюида.
- Каротаж фазовой скорости потока (PVL*).
- Минерализация скважинных флюидов.
- Литологический анализ с помощью алгоритмов SpectroLith.



Характеристики измерений

	Прибор RSTPro
Регистрируемые данные	Энергия неупругого рассеяния и захвата различных элементов, углерод-кислородное отношение, пластовое сечение захвата тепловых нейтронов (показатель «сигма»), пористость, объемные доли скважинных флюидов, скорость воды, фазовая скорость, обработка с помощью алгоритмов SpectroLith
Скорость каротажа [†]	Режим неупругого рассеяния: 30 м/ч [100 футов/час] (в зависимости от свойств пласта) Режим захвата: 183 м/ч [600 футов/час] (в зависимости от свойств пласта и солености) Режим «сигма»: 1097 м/ч [3600 футов/час]
Диапазон измерения	Пористость: 0–60%
Вертикальное разрешение	38,10 см [15 дюймов]
Погрешность	Зависит от водородного показателя пласта
Радиус исследования	20,54 см [10 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с прибором CGRS и приборами, использующими телеметрическую систему платформы PS Platform.

[†] Рекомендации по скорости каротажа см. в описании приложения-планировщика Tool Planner

Механические характеристики

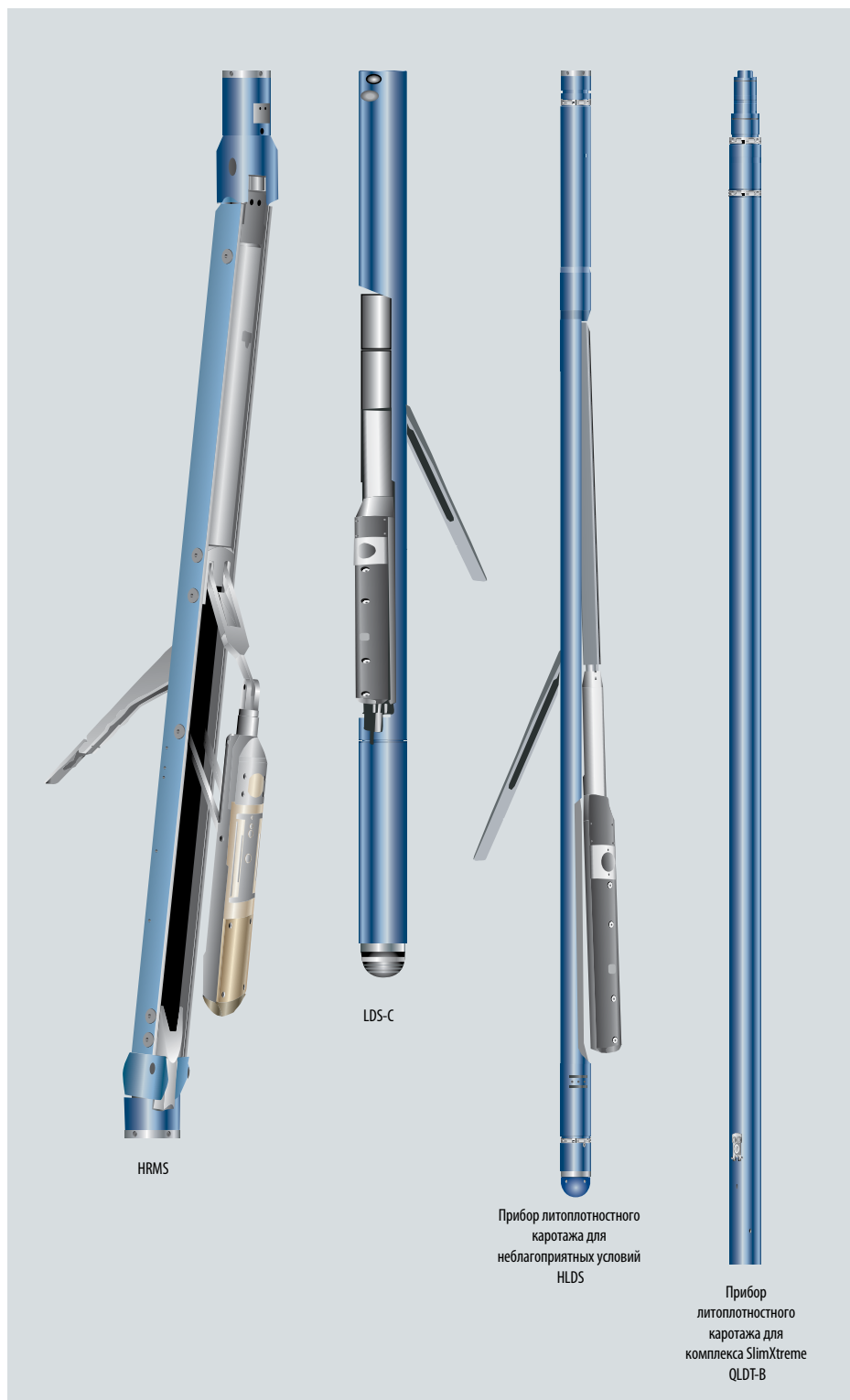
	RST-C	RST-D
Макс. рабочая температура	150°C [302°F] С сосудом Дьюара: 204°C [400°F]	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	103 МПа [15000 psi] С сосудом Дьюара: 138 МПа [20000 psi]	103 МПа [15000 psi]
Мин. диаметр ствола	4,60 см [1 13/16 дюйма] С сосудом Дьюара: 5,72 см [2 1/4 дюйма]	7,30 см [2 7/8 дюйма]
Мин. диаметр ствола	19,37 см [75/8 дюйма] С сосудом Дьюара: 24,45 см [9 5/8 дюйма]	24,45 см [9 5/8 дюйма]
Наружный диаметр	4,34 см [1,71 дюйма] С сосудом Дьюара: 5,40 см [2 1/8 дюйма]	6,37 см [2,51 дюйма]
Длина	7,01 м [23,0 фута] С сосудом Дьюара: 10,27 м [33,7 фута]	6,76 м [22,2 фута]
Масса	46 кг [101 фунтов] С сосудом Дьюара: 110 кг [243 фунта]	94 кг [208 фунтов]
Прочность на растяжение	44480 Н [10000 фунт-сил]	44480 Н [10000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	4450 Н [1000 фунт-сил]	4450 Н [1000 фунт-сил]

Приборы гамма-гамма плотностного каротажа

Приборы гамма-гамма плотностного каротажа служат для измерения плотности пород, фотоэлектрического фактора и диаметра ствола скважины. Данные по плотности используются для расчета пористости и определения литологического состава пластов. Сочетание данных плотностного каротажа и данных, полученных с помощью прибора CNT, позволяет определить наличие газа.

Трехзондовый прибор литоплотностного каротажа

В число средств измерения с высоким разрешением комплекса Platform Express входит трехзондовый прибор литоплотностного каротажа (TLD), размещенный в корпусе механического зонда высокого разрешения (HRMS). TLD служит для измерения плотности пород, фотоэлектрического фактора. В числе измерений, выполняемых прибором TLD, есть регистрация гамма-квантов обратного рассеяния, при которой используется третий детектор, размещенный вблизи источника. Плотность фильтрационной корки бурового раствора, ее фотоэлектрический коэффициент и толщина вычисляются с помощью рекурсивной инверсионной схемы, основанной на большом наборе информационных точек. Такой подход обеспечивает измерение компенсированных плотности и фотоэлектрического фактора в растворе, не содержащем барита, и компенсированной плотности в растворе, содержащем барит.



Прибор литоплотностного каротажа для неблагоприятных условий

Прибор литоплотностного каротажа для неблагоприятных условий (HLDS) входит в состав аппаратного комплекса Xtreme, применяемого в условиях высоких давлений и температур (НПНТ). Конструкция и принцип работы этого прибора аналогичны зонду LDS, но зонд HLDS приспособлен для проведения каротажа в неблагоприятных условиях. Он рассчитан на температуру 500°F [260°C] и давление 25000 psi [172 МПа]. В зонде HLDS применяются смонтированный на прижимном башмаке источник гамма-излучения и два детектора для выполнения трех основных измерений: плотности, фотоэлектрического фактора по показаниям дальнего и ближнего детекторов, а также диаметра скважины.

Прибор литоплотностного каротажа для комплекса SlimXtreme

Прибор литоплотностного каротажа для комплекса SlimXtreme (QLDT) рассчитан на применение в малогабаритных скважинах с неблагоприятными условиями. Прибор рассчитан на температуру 500°F [260 град С] и давление 30000 psi [207 МПа]. Он измеряет плотность и фотоэлектрический фактор путем определения полного спектра излучения с помощью трехзондовой компоновки. Объемная плотность пород определяется с помощью расширенного алгоритма типа «spine-and-ribs».

Области применения

- Оценка пористости
- Определение литологического и вещественного состава пласта
- Обнаружение газа
- Расчет механических свойств пород
- Определение горного давления
- Получение синтетических сейсмограмм для корреляции с данными сейсмоки

Характеристики измерений

	TLD	LDS	HLDS	QLDT
Регистрируемые данные	Объемная плотность, пористость, PEF, кавернометрия	Объемная плотность, пористость, PEF, кавернометрия	Объемная плотность, пористость, PEF, кавернометрия	Объемная плотность, пористость, PEF
Скорость каротажа	Стандартный: 1097 м/ч [3600 фут/ч] С высоким разрешением: 549 м/ч [1800 фут/ч]	Стандартный: 549 м/ч [1800 фут/ч] С высоким разрешением: 274 м/ч [900 фут/ч] Высокоскоростной: 1097 м/ч [3600 фут/ч]	Стандартный: 549 м/ч [1800 фут/ч] С высоким разрешением: 274 м/ч [900 фут/ч] Высокоскоростной: 1097 м/ч [3600 фут/ч]	549 м/ч [1800 фут/ч]
Диапазон измерения	Объемная плотность: 1,04–3,3 г/см ³ PEF: 0,9–10 Кавернометрия: 55,88 см [22 дюйма]	Объемная плотность: 1,3–3,05 г/см ³ PEF: 1–6 Кавернометрия: 40,64 см [16 дюймов]	Объемная плотность: 2–3 г/см ³ PEF: 1–6 Кавернометрия: 40,64 см [16 дюймов]	Объемная плотность: 1,3–3,05 г/см ³ PEF: 1–6 Кавернометрия: 24,13 см [9,5 дюймов]
Вертикальное разрешение	Плотность: 45,72 см [18 дюймов]	Плотность: 38,10 см [15 дюймов]	Плотность: 38,10 см [15 дюймов]	Плотность: 38,10 см [15 дюймов]
Погрешность	Объемная плотность: ±0,01 г/см ³ (погрешность), 0,025 г/см ³ (повторяемость) Кавернометрия: 0,25 см [0,1 дюйма] (погрешность), 0,127 см [0,05 дюйма] (повторяемость)	Объемная плотность: ±0,01 г/см ³ (погрешность), 0,014 г/см ³ (повторяемость) Кавернометрия: 0,64 см [0,25 дюйма] (погрешность), 0,127 см [0,05 дюйма] (повторяемость)	Объемная плотность: ±0,01 г/см ³ (погрешность), 0,014 г/см ³ (повторяемость) Кавернометрия: 0,64 см [0,25 дюйма] (погрешность), 0,127 см [0,05 дюйма] (повторяемость)	Объемная плотность: ±0,015 г/см ³ (погрешность), 0,014 г/см ³ (повторяемость), Кавернометрия: 0,25 см [0,1 дюйма] (погрешность), 0,127 см [0,05 дюйма] (повторяемость)
Радиус исследования [†]	12,70 см [5 дюймов]	10,16 см [4 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Чувствителен к бариту	Чувствителен к бариту	Чувствителен к бариту	Чувствителен к бариту
Совместимость	Входит в состав системы Platform Express, совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов	Входит в состав системы SlimXtreme, совместим с большинством приборов
Специальные области применения		Спектральная обработка результатов измерений пластового гамма-излучения	В условиях НРПТ Спектральная обработка результатов измерений пластового гамма-излучения	В условиях НРПТ Малогабаритные скважины Скважины с большой степенью искривления Каротаж на НКТ С применением специального перемещающего устройства

[†] Со скоростью 1800 фут/ч [549 м/ч] в растворах, не содержащих барита
Средние значения (радиус исследования зависит от плотности)

Механические характеристики

	TLD	LDS	HLDS	QLDT
Номинальная температура	125°C [257°F] 177°C [350°F]	177°C [350°F]	260°C [500 °F]	260 °C [500 °F]
Номинальное давление	103 МПа [15000 psi]	138 МПа [20000 psi]	172 МПа [25000 psi]	207 МПа [30000 psi]
Диаметр ствола — мин.	15,24 см [6 дюймов]	13,97 см [5 ½ дюймов]	11,43 см [4 ½ дюйма]	9,84 см [3 ¾ дюйма]
Диаметр ствола — макс.	55,88 см [22 дюйма]	53,34 см [21 дюйм]	45,72 см [18 дюймов]	22,86 см [9 дюймов]
Наружный диаметр	12,11 см [4,77 дюйма]	11,43 см [4,5 дюйма]	8,89 см [3,5 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]
Длина	3,74 м [12,26 фута]	3,35 м [11 футов]	3,83 м [12,58 фута]	4,48 м [14,7 фута]
Масса	142 кг [314 фунт. м]	132 кг [292 фунт. м]	182 кг [402 фунт. м]	115 кг [253 фунт. м]
Прочность на растяжение	222410 Н [50000 фунт-сил]	133450 Н [30000 фунт-сил]	133450 Н [30000 фунт-сил]	222410 Н [50000 фунт. м]
Прочность на сжатие	С ребром жесткости и фиксируемой гибкой головкой: 19570 Н [4400 фунт-сил] С ребром жесткости и фиксируемой гибкой головкой: 35590 Н [8000 фунт-сил]	22240 Н [5000 фунт-сил]	22240 Н [5000 фунт-сил]	72620 Н [17000 фунт-сил]

Schlumberger

**Приборы
Ядерно-магнитного
резонанса**

MR Scanner: прибор ядерно-магнитного зондирования

В приборе ядерно-магнитного зондирования (MR Scanner) используется метод многочастотного ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) в градиентном поле для проведения измерений на различных глубинах (ГИ) за один проход. Глубины замеров основной антенны (3,81 – 10,16 см) обеспечиваются независимо от диаметра и формы ствола, его отклонения или температуры. Замеры с большей глубиной — за зоной повреждения пласта — облегчают идентификацию и позволяют избежать проблем с качеством данных, связанных с неровностью стенок скважин, толщиной глинистой корки и проникновением флюидов.

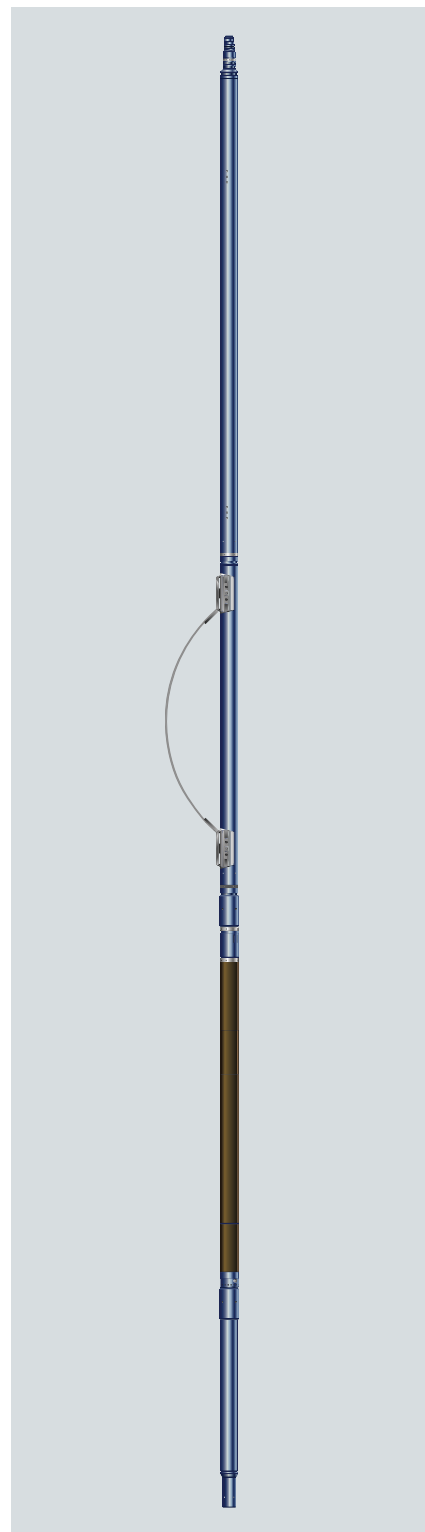
Замеры прибора MR Scanner позволяют получить детальную оценку в призабойной зоне:

- Нефте- и водонасыщения
- Общей и эффективной пористости для определения объема порового пространства и емкости коллектора
- Общего объема остаточной воды для определения дебита воды
- Распределение T_2 по сырой нефти для определения ее вязкости и интерпретации стандартных данных каротажа T_2
- Распределение T_2 по буровому раствору скорректированное с учетом влияния углеводородов для более точного анализа размера пор
- Проницаемость по уравнению Тимура-Коутса, скорректированную с учетом влияния углеводородов для определения продуктивности
- Распределения T_1 при невозможности использования T_2 (оценка каверновой пористости или содержания легких углеводородов)

Определение состава пластового флюида не зависит от условий в стволе скважины и минерализации флюидов, и выполняется независимо от обычных исследований по оценке свойств пласта, например, данных электрометрии или плотностного каротажа. Сочетание методов получения данных с корректировкой на диффузию (возможность прибора MR Scanner) с определением характеристик флюидов с помощью техники магнитного резонанса (MRF) обеспечивает надежную характеристику флюидов, особенно в сложных условиях продуктивных пластов с низким сопротивлением, а также в условиях мало контрастных пластов и нефтегазоносных пресноводных пластов.

Область применения

- Радиальный профиль объемов флюидов и насыщения
- Непосредственная характеристика углеводородов независимо от удельного сопротивления пластовой воды; определение характеристик в продуктивных пластах с низким удельным сопротивлением, в мало контрастных нефтенасыщенных интервалах и маломощных пластах
- Оценка параметров пластов, включая маломощные пласты вне зависимости от неровности ствола или толщины глинистой корки
- Оценка параметров маломощных пластов по измерениям с высокой разрешающей способностью
- Непрерывный каротаж вязкости нефти с целью оптимизации заканчивания
- Определение емкости коллектора на основе пористости, независимой от литологических характеристик
- Остаточное нефтенасыщение в растворах на водной основе и остаточное водонасыщение в растворах на углеводородной основе



Характеристики измерений

MR Scanner: прибор ядерно-магнитного зондирования	
Технические возможности	T ₁ , T ₂ и диффузионное распределение, общая пористость вне зависимости от литологии, объемы связанного и свободного флюида, проницаемость, скорректированная за углеводороды, распределение пор по размеру
Скорость каротажа	Каротаж связанного флюида: 1097 м/ч [3600 фут/ч] ЯМР зондирование: 549 м/ч [1800 фут/ч] Радиальное зондирование T2: 274 м/ч [900 фут/ч] Каротаж с высоким разрешением: 122 м/ч [400 фут/ч] Радиальное зондирование T1: 91 м/ч [300 фут/ч] Профилирование насыщения: 76 м/ч [250 фут/ч]
Диапазон измерений [†]	Пористость: 1 – 100 % Распределение T2 : 0,4 мс – 3,0 с Распределение T1 : 0,5 мс – 9,0 с
Разрешающая способность по вертикали [†]	Основная антенна: 45,72 см [18 дюймов] Антенна с высоким разрешением: 19,05 см [7.5 дюймов]
Погрешность	Общая пористость ЯМР: стандартное отклонение 1%, трехуровневое усреднение при 24°C [75°F] Пористость ЯМР свободный флюид: стандартное отклонение 0,5%, трехуровневое усреднение при 24°C [75°F]
Глубина исследования	Основная антенна: 3,81; 5,84; 6,86 и 10,16 см [1.5, 2.3, 2.7, 4 дюйма] Антенна с высоким разрешением 3.18 см [1.25 дюйма]
Ограничение по типу бурового раствора	Сопротивление раствора: > 0,05 Ом·м [‡]
Совместимость	Совместим с большинством приборов
Специальное применение	Каротаж MRF Неровные стволы скважин и толстая глинистая корка

[†] От точки замера – 2,5 м над дном прибора

[‡] Только основная антенна: может потребоваться суммирование. Диаграммы MR Scanner получены в условиях сопротивления на уровне 0,02 Ом·м с минимальной потерей точности.

Механические характеристики

MR Scanner: прибор ядерно-магнитного зондирования	
Номинальная температура	150°C [302°F]
Номинальное давление	138 Мпа [20000 psi]
Диаметр ствола (мин) [†]	14,92 см [5.875 дюйма]
Диаметр ствола (макс)	Без ограничения
Внешний диаметр	Зонд: 12,70 см [5 дюймов] Картридж: 12,07 см [4.75 дюймов]
Длина	9,97 м [32.7 фута]
Вес	544 кг [1200 фунтов]
Напряжение	222410 Н [50000 фунтов]
Сжатие	35140 Н [7900 фунтов]

[†] При хороших скважинных условиях

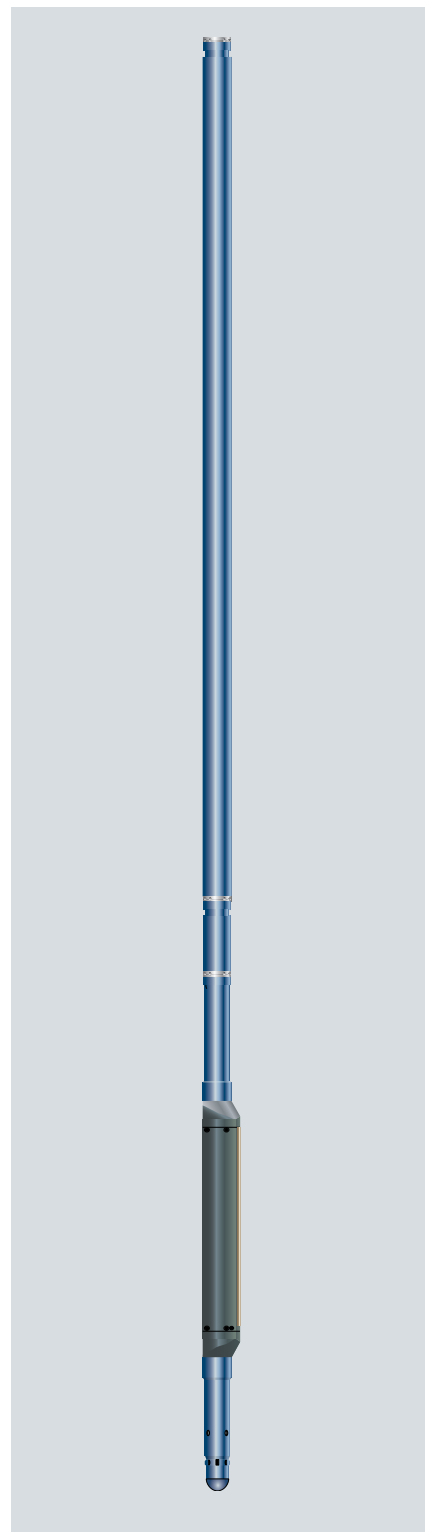
Комбинируемый прибор Ядерно-магнитного каротажа в сильном поле CMR-Plus

Комбинируемый прибор ядерно-магнитного каротажа в сильном поле CMR-Plus* позволяет проводить измерения времен продольной и поперечной релаксации магнитных моментов протонов водорода, входящего в состав молекул пластовых флюидов, заполняющих пустотное пространство пород. Одно из основных назначений прибора CMR-Plus — оценка общей пористости пород. Регистрируемый сигнал является характеристикой пластовых флюидов, на которую не оказывают влияния твердые вещества, поэтому результаты замеров не зависят от свойств скелета породы, а, следовательно, и литологии пород. Спектр времени поперечной релаксации, характеризующий общую пористость можно разделить на составляющие распределения пор различных размерностей, выполнить оценку эффективной пористости. Проницаемость пород рассчитывается по отношению свободного и связанного флюидов, а также – в зависимости от распределения пор по размерам. Кроме того, данные ЯМК помогают идентифицировать тип насыщающих поры флюидов, так как измеряемые параметры прямо пропорциональны водородному индексу, имеющему различные величины для разных типов флюидов. Данные ЯМК можно использовать для определения газо- и нефтенасыщенности коллекторов в зоне исследований, оценки вязкости нефти.

Применение

- Оценка пористости независимо от литологии и свойств матрицы пород
- Изучение распределения пор по размеру.
- Определение объемов связанного и свободного флюида (оценка эффективной пористости коллекторов)
- Выявление маломощных и проницаемых пластов

- Определение наличия УВ в мало-контрастных низкоомных продуктивных пластах
- Определение объема УВ в поровом пространстве коллекторов в зоне исследований
- Высокоточная оценка коэффициента остаточной водонасыщенности для корректного моделирования разработки
- Сопоставление с данными нейтронного, плотностного каротажей и данными модульного динамического испытателя пластов MDT для определения пористости, минералогического состава и типа флюида
- Получение важной информации для выбора глубины спуска труб, определения потребности в отборе керна и испытаниях, оптимизации схем заканчивания и программ ГРП
- Возможность применения комплексных решений на основе CMR-Plus и услуги по оптимизации скважин PowerSTIM*, объединяющих петрофизические данные и информацию о пласте в ходе подготовки схем заканчивания, выполнения работ и оценки параметров пласта
- В высокоминерализованных буровых растворах, в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах, в скважинах большого (без ограничений) и малого (до 5½ дюймов (14,92 см)) диаметра
- Повышение эффективности испытаний пластов при помощи испытателя MDT



Характеристики измерений

	Прибор CMR-Plus
Регистрируемые данные	Распределение времени поперечной релаксации (T_2), абсолютная пористость, объем свободных и связанных флюидов, проницаемость, определяемая с помощью уравнений Schlumberger-Doll Research (SDR) и Тимура-Коутса, пористость для капиллярно-связанного флюида, пористость для флюида, связанного в мелких порах, кривые и флажки контроля качества Данные интервального ЯМР-каротажа флюидов (MRF): насыщенность; объемы нефти, газа и воды; вязкость нефти; распределение T_2 для воды и нефти; проницаемость с поправкой за УВ; среднелогарифмическое распределение T_2 для нефти и воды
Скорость каротажа	Режим связанного флюида: 1097 м/ч [3600 фут/ч] Постоянная времени излучения в условиях процесса поляризации (T_1): 731 м/ч [2400 фут/ч] В условиях большой T_1 : 244 м/ч [800 фут/ч]
Диапазон измерения	Пористость: 0–100% Минимальное расстояние между отраженными сигналами: 200 мкс Распределение T_2 : 0,3 мс –3,0 с Номинальное отношение «сигнал-помеха» для необработанного сигнала: 32 дБ
Вертикальное разрешение	Статическое: Апертура измерения 15,24 см [6 дюймов] Динамическое (режим высокого разрешения): 22,86 см [9 дюймов], с трехуровневым осреднением Динамическое (стандартный режим): 45,72 см [18 дюймов], с трехуровневым осреднением Динамическое (высокоскоростной режим): 76,20 см [30 дюймов], с трехуровневым осреднением
Погрешность	Стандартное отклонение абсолютной пористости по данным прибора CMR: $\pm 1,0\%$ при 24°C [75°F], с трехуровневым осреднением Стандартное отклонение пористости для свободного флюида по данным прибора CMR: $\pm 0,5\%$ при 24°C [75°F], с трехуровневым осреднением
Радиус исследования	Минимум (на диаграмме) (2,5% точек): 1,27 см [0,50 дюйма] Средний (50% точек): 2,84 см [1,12 дюйма] Максимальный (95% точек): 3,81 см [1,50 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов
Специальные области применения	Интервальный каротаж MRF

Механические характеристики

	Прибор CMR-Plus
Номинальная температура	177°C [350°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi] Модификация для высокого давления: 172 МПа [25000 psi]
Диаметр ствола — мин.	Без встроенной пружины: 14,92 см [5 7/8 дюйма] Со встроенной пружиной: 20,00 см [7 7/8 дюйма]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен при условии децентрации
Наружный диаметр	Без пружины: 13,46 см [5,3 дюйма] С пружиной: 16,76 см [6,6 дюйма]
Длина	4,75 м [15,6 фута]
Масса	Без пружины: 170 кг [374 фунт. м] С пружиной: 187 кг [413 фунт. м]
Прочность на растяжение	222410 Н [50000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	222410 Н [50000 фунт-сил]

Schlumberger

**Приборы
Акустического
каротажа**

Кросс-дипольное широкополосное акустическое сканирование Sonic Scanner

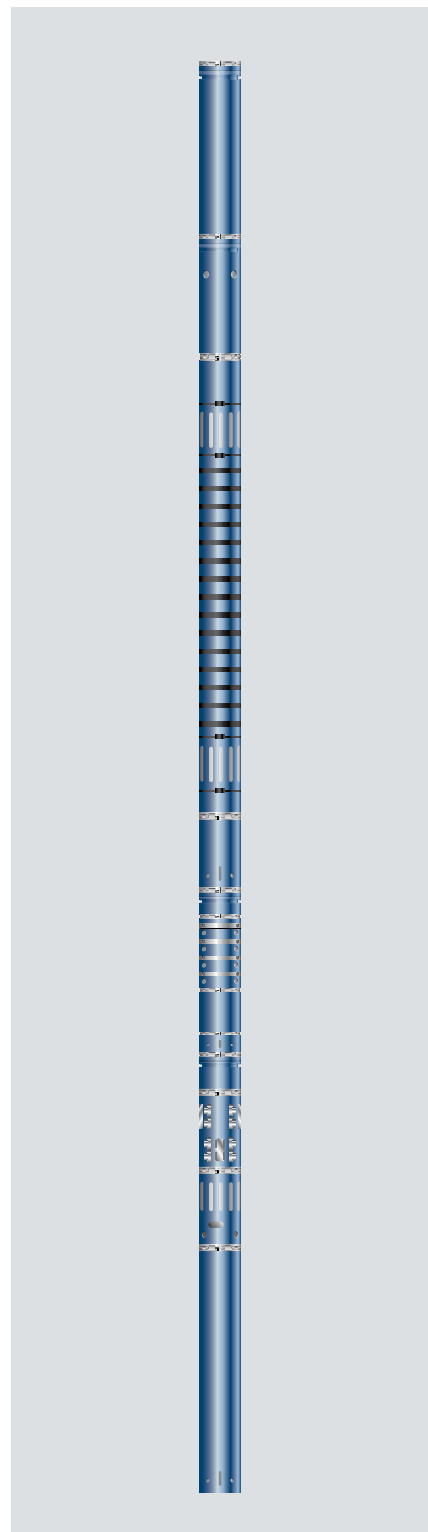
Платформа акустического каротажа Sonic Scanner предназначена для изучения упругих свойств пород путем определения интервальных времен целевых волн в осевом и радиальном направлениях. Новейшая технология акустических исследований позволяет проводить измерения интервальных времен, компенсированные за влияние скважины, при регистрации волновых полей монополюсных излучателей (с длинной и короткой базой зондов) и скрещенных дипольных излучателей одновременно с оценкой качества цементирования. В среднем глубина исследования достигает 2-3 диаметров скважины.

Широкий частотный спектр излучателей, используемых в платформе Sonic Scanner, позволяет регистрировать волновые поля с высоким отношением сигнал/шум независимо от интервального времени распространения волн в породе, что устраняет необходимость многократных рейсов. Увеличенная по сравнению с обычными акустическими приборами антенна приемников, которая состоит из 13 станций по 8 азимутальных приемников в каждой и большой диапазон расстояний между монополюсными излучателями и приемниками позволяют получать радиальный профиль изменения интервального времени распространения продольной волны по мере удаления от стенки скважины вглубь пласта. Аналогичный профиль для поперечной волны получают благодаря зависимости глубинности измерения изгибной волны от частоты сигнала посредством инверсии ее дисперсионной кривой. В условиях анизотропных коллекторов радиальные изменения интервального времени быстрой и медленной изгибных волн предоставляют возможность количественно оценить минимальное и максимальное горизонтальное напряжение.

Алгоритм анализа трехмерной анизотропии преобразует данные измерений продольных, быстрых и медленных поперечных волн и волн Стоунли относительно осей ствола скважины в соответствующие этим направлениям компоненты тензора упругих постоянных C_{ij} . В дальнейшем можно провести классификацию анизотропии пласта, определить тип и характер анизотропии – естественный, связанный со структурой породы или ее трещиноватостью, вызванный разницей напряжений или определяющийся изменением состояния пород во время бурения.

При записи в обсаженном стволе с помощью платформы Sonic Scanner можно получить акустическую цементограмму (АКЦ), регистрируемую одновременно со стандартным набором акустических измерений. Анализ качества сцепления цементного камня с колонной основан на расчете интервального времени распространения и коэффициента затухания упругих волн с использованием комбинации трех- и пятифутовой (0,91 м и 1,52 м) базы зонда, и не зависит от свойств скважинной жидкости и температуры и не требует калибровки.

Дополнительные возможности платформы Sonic Scanner включают в себя каротаж на отраженных волнах BARS для получения мигрированных сейсмических разрезов с более высоким разрешением по сравнению с наземной сейсмикой, использование волн Стоунли для оценки проницаемости и построения непрерывного профиля подвижности флюида в поровых коллекторах и оценку подвижности флюида для трещинных коллекторов.



Применение

- Выделение анизотропных интервалов
- Улучшение качества сейсмических изображений 3D и сейсмостратиграфической привязки к волновому полю
- Получение исходных данных для выполнения флюидозамещения
- Обеспечение безопасного заложения ствола скважины в поле основных напряжений, а также устойчивости стенок посредством определения тектонического режима и пластового давления.
- Выделение газонасыщенных интервалов, интервалов открытой трещиноватости и оценка подвижности флюида
- Оптимизация перфорации для контроля пескопроявления
- Оптимизация ГРП
- Контроль качества цементирования в обсаженных скважинах

Характеристики измерений

	Sonic Scanner
Регистрируемые параметры	Продольные и поперечные волны, полные волновые формы, АКЦ — ФКД
Макс. скорость каротажа	1097 м/ч [3600 фт/ч]
Диапазон измерений	интервальное время поперечной волны: <4921 мкс/м [1500 мкс/фут]
Вертикальное разрешение	<1.82 м [6 фт] разрешение при обработке для частоты квантования 15.24-см [6-дюйм]
Погрешность измерений	DT: <6.56 мкс/м [2 мкс/фут] или 2% при диаметре ствола до 35.6-см [14-дюйм] <16.40 [мкс/м] [5 мкс/фут] или 5% для диаметра ствола >35.6-см [14-дюйм]
Уд вес раствора или ограничения по типу	Нет
Совместимость	Полностью комбинируется с другими приборами

† Скорость регистрации данных зависит от класса продукта и частоты квантования.

‡ Возможно разрешение по вертикали <60.96 см [<2 фт].

Механические характеристики

	Sonic Scanner
Макс. температура	177°C [350°F]
Макс. давление	138 МПа [20,000 psi]
Диаметр скважины – мин.	12,07 см [4,75 дюйма]
Диаметр скважины – макс.	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	9,21 см [3,625 дюйма]
Длина	12,58 м [41,28 фт] [†] 6,7 м [22 фт] [†]
Вес	383 кг [844 фунт] 188 кг [413 фунт] [‡]
Усилие на растяжение	157 кН [35,000 фунт-сил]
Усилие на сжатие	13 кН [3,000 фунт-сил]

† Комплектация включает изолирующую секцию

‡ Базовая комплектация; только с монополярными элементами

Каротаж через долото, Кросс-дипольный Акустический каротаж

Сервис ThruBitDipole, с уникальным способом доставки в интервал исследований сквозь буровое долото благодаря своему малому диаметру позволяет получать детальные акустические характеристики в горизонтальных скважинах и скважинах со сложной геометрией ствола. Новейшая технология позволяет проводить измерения интервальных времен, компенсированные за влияние скважины, при регистрации волновых полей монополюсного (включая его низкочастотную компоненту – волну Стоунли) и кросс-дипольных излучателей.

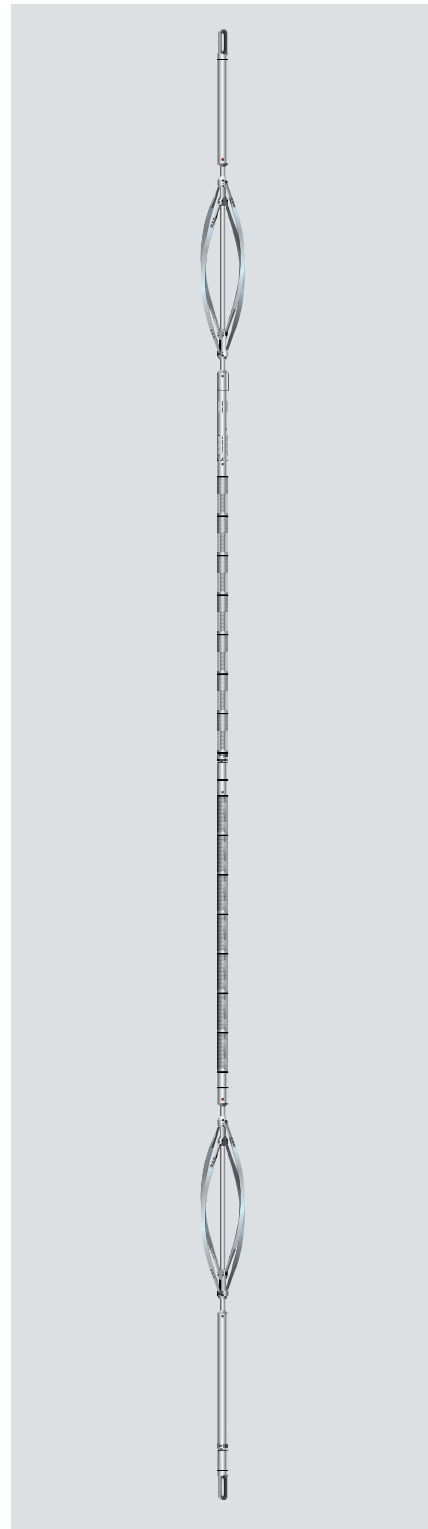
Антенна приемников прибора состоит из 12 станций, расположенных на расстоянии 10 см друг от друга. Первая станция антенны приемников находится на расстоянии 178 см от монополюсного излучателя и 198 см от дипольных излучателей. Каждая приёмная станция состоит из двух пар широкополосных пьезоэлектрических гидрофонов, со-направленных с дипольными излучателями. Суммированный сигнал с одной пары гидрофонов позволяет регистрировать волновое поле, создаваемое монополюсным излучателем, разностный сигнал позволяет вычестить монополюсную компоненту и регистрировать волновое поле, создаваемое дипольным излучателем.

В момент работы дипольного излучателя используется группа приёмников, соосных данному излучателю. Таким образом, при последовательной смене четырёх основных режимов

работы излучателей регистрируются четыре массива по 12 волновых полей.

Секция излучателей состоит из двух наборов излучателей и механического изолятора, который предотвращает распространение прямой изгибной волны по корпусу прибора. Пьезоэлектрический монополюсный излучатель работает в двух частотных режимах: стандартном, для создания продольной и поперечной головных волн, и низкочастотном для создания волны Стоунли. Два совмещенных ортогональных пьезоэлектрических излучателя работают в широком частотном диапазоне, создавая дипольный сигнал с высоким отношением сигнал/шум.

Алгоритм оценки 3D анизотропии применяется для преобразования данных измерений продольных, быстрых и медленных поперечных волн и волны Стоунли относительно оси скважины в соответствующие этим направлениям компоненты тензора упругих модулей. Последующее сравнение этих компонент позволяет выделить анизотропные интервалы, а также определить тип наблюдаемой акустической анизотропии – обусловленный свойствами самой породы, такими как трещиноватость или слоистая текстура, либо разницей горизонтальных напряжений.



Область применения

- Геофизика
 - калибровка скоростей, преобразование время-глубина
 - корректировка 3D сеймики и привязка по глубине
 - синтетические сейсмограммы
 - оценка анизотропии с определением ее типа
- Петрофизика
 - оценка пористости
 - литологическое расчленение разреза и глинистости
 - выделение газонасыщенных интервалов
- Измерение интервального времени распространения волны Стоунли
 - оценка трещиноватости
 - оценка проницаемости (подвижности)
- Геомеханика
 - Обеспечение безопасного заложения ствола скважины в поле основных напряжений, а также устойчивости стенок посредством определения тектонического режима и пластового давления
 - оптимизация ГРП
 - оптимизация перфорации для контроля пескопроявления

Характеристики измерений

	Каротаж через долото, Кросс-дипольный Акустический каротаж[†]
Регистрируемые параметры	интервальные времена продольной и поперечной волн, волновые картины, оценка анизотропии.
Скорость записи	1,800 фут/час [549 м/час]
Ограничения по диапазону скоростных характеристик	интервальное время поперечной волны (DTSM) < 656 мкс/м [200 мкс/фут]
Вертикальное разрешение	< 1.12м [44 дюйма] расчётная для 15см (5.9 дюйма) выборки
Погрешность	dT для скважины диаметром не более 22,2см [8 ¾ дюйма]: +/- 6,6мкс/м или +/-2%
Глубина исследования	7.62 см [3 дюйма]
Ограничения по типу или плотности раствора	Нет
Совместимость	совместим со всеми модулями комплекса ThruBit

[†] Количество приборов ограничено. Свяжитесь с представителем компании Schlumberger.

Механические характеристики

	Каротаж через долото, Кросс-дипольный Акустический каротаж
Максимальная рабочая температура	150°C [302°F]
Максимальное рабочее давление	103 МПа [15,000 фунтов/дюйм ²]
Мин. диаметр скважины	14,60 см [5,75 дюйма]
Макс. диаметр скважины	22,22 см [8,75 дюйма]
Наружные диаметры обсадной колонны	от 11,43 до 13,97 см [от 4½ до 5½ дюйма]
Диаметр прибора	5,4 см [2,125 дюйма]
Длина	8,87 м [29,11 фута]
Масса	60 кг [132 фунта]
Прочность при растяжении	111 210 N [25,000 фунтов-фут]
Прочность при сжатии	Зависит от конфигурации и области применения.

Прибор дипольного волнового акустического каротажа (DSI)

Прибор дипольного волнового акустического каротажа (DSI) сочетает в себе возможности оценки характеристик акустических волн, возбуждаемых монополярными и дипольными излучателями. Секция излучателей включает пьезоэлектрический монополярный излучатель и два электродинамических дипольных излучателя, расположенных перпендикулярно друг к другу. На монополярный излучатель подается электрический импульс акустической частоты для возбуждения продольных и поперечных волн, которые распространяются в пласте. Для возбуждения волн Стоунли применяется специальный низкочастотный импульс. На дипольные излучатели также подается низкочастотный импульс для возбуждения волны изгиба в стволе скважины.

Прибор состоит из трех секций: картриджа сбора данных, секции приемников и секции излучателей. Между секциями излучателей и приемников монтируется изолирующая проставка для предотвращения прямого излучения волны изгиба через корпус прибора.

Секция приемников представляет собой компоновку из восьми приемников, расположенных на расстоянии 15,24 см (6 дюймов) друг от друга, 2,74 м (9 футов) от монополярного излучателя, 3,35 м (11 футов) от верхнего дипольного излучателя и 3,50 м (11,5 футов) от нижнего дипольного излучателя. Каждый приемник состоит из двух пар широкополосных пьезоэлектрических гидрофонов, настроенных на одну частоту с дипольными излучателями. При сложении сигналов, зарегистрированных одной парой гидрофонов, получают

волновые картины от монополярного и дипольных излучателей. При дифференцировании этих сигналов сигнал монополярного излучателя подавляется и получают волновые картины от дипольного излучателя. Когда срабатывает дипольный излучатель, то задействуется пара гидрофонов, расположенная по диагонали от него. Имеется четыре основных режима работы, в которых получают четыре набора по восемь волновых картин. Переход между режимами осуществляется последовательно.

Имеется также специальный режим, в котором можно зарегистрировать как линейные, так и перпендикулярные формы волны для каждого режима работы дипольных излучателей. Этот режим называется «режим двух перпендикулярно расположенных приемников (BCR)» и используется для оценки анизотропии поперечных волн.

В поставляемой по спецзаказу модификации S-DSI данного прибора применяется специальный рукав, позволяющий увеличить предел измерения интервальных времен до 3937 мкс/м (1200 мкс/фут) (стандартный предел составляет 2296 мкс/м (700 мкс/фут)).

В составе системы анализа в колонном пространстве прибор DSI также способен измерять интервальные времена акустических волн за колонной с помощью недавно разработанных режимов регистрации данных и автоматизированной системы обработки волновых картин BestDT.



Области применения

- Геофизика
 - калибровка скоростей, глубинное преобразование;
 - синтетические сейсмограммы;
 - калибровка зависимости изменения амплитуд от удаления (AVO);
 - интерпретация на поперечных волнах.
- Анизотропия
- Петрофизика
 - расчет пористости (в т.ч. в обсадной колонне);
 - определение литологии и выявление глин;
 - обнаружение газа.
- Измерения волн Стоунли
 - изучение трещин;
 - проницаемость (мобильность).
- Геомеханика
 - поровое давление;
 - устойчивость стенок скважины;
 - геометрия трещин;
 - прочность песчаника.
- Получение акустических изображений
- Получение акустических изображений с помощью исследования методом акустических отражений в скважине (BARS)
 - сверхдлинный инструмент (используются проставки);
 - анализ методом отраженных волн;
 - пласты с большими углами падения;
 - горизонтальные скважины (кажущееся падение > 45°);
 - геологическая проводка скважин с учетом расположения экранирующего горизонта.

Характеристики измерений

	Прибор DSI
Регистрируемые данные	Δt продольных и поперечных волн, формы волн, фазокорреляционные диаграммы
Скорость каротажа†	Макс.: 1097 м/ч [3600 футов/ч]
Диапазон измерения	Интервальное время поперечных волн: 2297 мс/м [700 мс/фут] Макс. интервальное время для модификации S-DSI: 3937 мс/м [1200 мс/фут] Макс. интервальное время в колонне: 820 – 1148 мс/м [250 – 350 мс/фут]
Вертикальное разрешение	Разрешение при обработке 1,07 м [3,5 фута] при частоте дискретизации 15,24 см [6 дюймов]
Погрешность	Δt : 6,56 мкс/м [2 мс/фут]
Радиус исследования	22,86 см [9 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Полностью совместим с другими приборами
Специальные области применения	

† Фактическая скорость сбора данных зависит от количества применяемых режимов сбора данных и частоты дискретизации.

Механические характеристики

	Прибор DSI
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр ствола	12,07 см [4 ¾ дюйма]
Макс. диаметр ствола	53,34 см [21 дюйм]
Диапазон наружного диаметра обсадной колонны	13,97 – 50,80 см [5½ — 20 дюймов]
Наружный диаметр	9,21 см [3 ⅝ дюйма]
Длина	15,54 м [51 фут] (включая изолирующую проставку)
Масса	408 кг [900 фунтов]
Прочность на растяжение	22240 Н [5000 фунт-сил] 15570 Н [3500 фунт-сил]
Прочность на сжатие	6890 Н [1550 фунт-сил] S-DSI: 4450 Н [1000 фунт-сил]

Монопольные акустические приборы

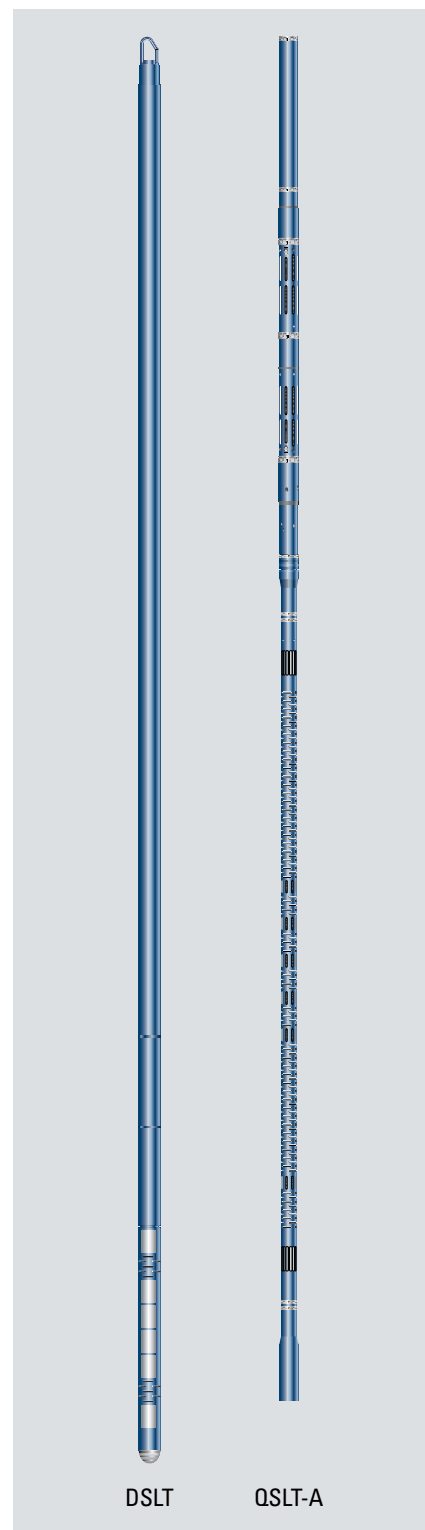
Приборы акустического каротажа служат для измерения интервального времени пробега (dt) акустических волн в различных пластовых условиях. Акустический каротаж позволяет распознать вторичную пористость в карбонатных породах. Приборы акустического каротажа применяются в сочетании с приборами плотностного и компенсированного нейтронного каротажа для измерения пористости, результаты их измерений также служат для расчленения сложных по литологическому составу разрезов. Определенные приборы акустического каротажа также способны измерять dt поперечных волн в очень «медленных» пластах.

Прибор цифрового акустического каротажа

Прибор цифрового акустического каротажа (DSLТ) состоит из зонда акустического каротажа (SLS) и картриджа акустического цифрового каротажа (DSLС). Последний в сочетании с цифровой телеметрической системой выполняет либо измерения dt продольных волн, либо цементометрию (СВL) и фазокорреляционный каротаж (VDL) с регистрацией и выводом на дисплей цифровых форм волны. Обычные измерения, выполняемые при акустическом каротаже, включают измерение интервального времени, компенсированного с учетом скважинных условий (ВНС) (3–5 футов (0,91–1,52 м)) и измерение интервального времени, компенсированного с учетом скважинных условий, с поправкой на движение прибора (DDBНС), с помощью дальнего детектора (8–12 футов (2,43–3,65 м)). Эти измерения DSLС производит в сочетании с зондами SLS-W или HSLС-Z. В областях применения, связанных с высокими давлением и температурой, те же измерения выполняются с помощью прибора акустического каротажа для неблагоприятных условий (HSLТ).

Прибор волнового акустического каротажа для скважин малого диаметра

Комплекс каротажных приборов SlimXtreme для исследований в скважинах малого диаметра в условиях АВЩ/АВПТ удовлетворяет требованиям, которые возникают в связи с увеличением объемов бурения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений и температур. Монопольный прибор волнового акустического каротажа для скважин малого диаметра (QSLТ) позволяет надежно определить интервальное время акустических волн в пласте. Для этого применяются такие методы подбора, как обнаружение первого вступления, компенсация с учетом скважинных условий и метод, называемый «когерентность интервального времени и времени» (STC). Измерения с радиусом исследования 6 дюймов (15,24 см) и высоким разрешением позволяют определить скоростные характеристики в тонкослоистых пластах. При использовании специальной насадки можно производить акустические измерения в неконсолидированных пластах с помощью дальнего детектора. Измерения амплитуды АКЦ и построение фазокорреляционных диаграмм (ФКД) можно производить в обсаженных стволах.



Области применения

- определение пористости горных пород по интервальному времени продольных волн;
- определение интервального времени поперечных волн в плотных породах методом STC;
- характеристика механических свойств пласта на основании интервального времени поперечных волн;
- корреляция с данными поверхностных сейсмических исследований для получения синтетических сейсмограмм;
- измерение характеристик акустических волн для выявления трещинных интервалов;
- АКЦ в обсаженных скважинах с помощью цементометрии и фазокорреляционного каротажа.

Характеристики измерений

	DSLТ и HSLТ с зондом с компенсацией ВНС или DDBНС	QSLТ
Регистрируемые данные	Все зонды: Δt продольных волн SLS-C, SLS-D и SLS-E: CBL с радиусом исследования 0,91 м [3 фута], фазокорреляционные диаграммы	Δt продольных и поперечных волн, пористость, фазокорреляционные диаграммы
Скорость каротажа	1097 м/ч [3600 футов/ч]	1097 м/ч [3600 футов/ч]
Диапазон измерения	131–656 мкс/м [40–200 мкс/фут]	131–1312 мс/м [40–400 мкс/фут]
Вертикальное разрешение		
Δt продольных волн	0,61 м [2 фута]	
Δt поперечных волн	SLS-F 2,43–3,05 м [8–10 футов] или 3,05–3,66 м [10–12 футов]; 0,61 м [2 фута]	
Цементометрия	Амплитуда [мВ]: 0,91 м [3 фута] Фазокорреляционный каротаж: 1,52 м [5 футов]	Стандартное: 0,61 м [2 фута] При малой длине зонда: 15,24 см [6 дюймов] 0,61 м [2 фута]
Погрешность	Δt: ±6,6 мкс/м [±2 мкс/фут]	Δt: ±6,6 мкс/м [±2 мкс/фут]
Радиус исследования	7,62 см [3 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет	Нет
Совместимость	Совместим с большинством систем	Совместим с большинством систем
Специальные области применения		Спуск на кабеле, бурильных трубах или ГНКТ

Механические характеристики

	DSLТ	HSLТ	QSLТ
Макс. рабочая температура	150°C [302°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]	207 МПа [30000 psi]
Мин. диаметр ствола	11,75 см [4 5/8 дюйма]	12,07 см [4 3/4 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]
Макс. диаметр ствола	45,72 см [18 дюймов]	45,72 см [18 дюймов]	20,32 см [8 дюймов]
Наружный диаметр	9,21 см [3 5/8 дюйма]	9,84 см [3 7/8 дюйма]	7,62 см [3 дюйма]
Длина	SLS-D: 5,71 м [18,73 фута] SLS-F: 7,26 м [23,81 фута]	С зондом HSLС-W: 7,77 м [25,5 фута]	7,01 м [23 фута]
Масса	С линейным центратором: 9,11 м [29,9 фута]	With HSLС-W sonde: 440 lbm [199 kg]	270 lbm [122 kg]
Прочность на растяжение	SLS-D: 124 кг [273 фунта] SLS-F: 160 кг [353 фунта]	С зондом HSLС-W: 199 кг [440 фунтов]	122 кг [270 фунтов]
Прочность на сжатие	132110 Н [29700 фунт-сил] 7340 Н [1650 фунт-сил]	132110 Н [29700 фунт-сил] С зондом HSLС-W: 12770 Н [270 фунт-сил] С зондом HSLС-W: 7340 Н [1650 фунт-сил]	57830 Н [13000 фунт-сил] 19570 Н [4400 фунт-сил]

**Пластовое
высокоразрешающее
сканирование
и наклонометрия**

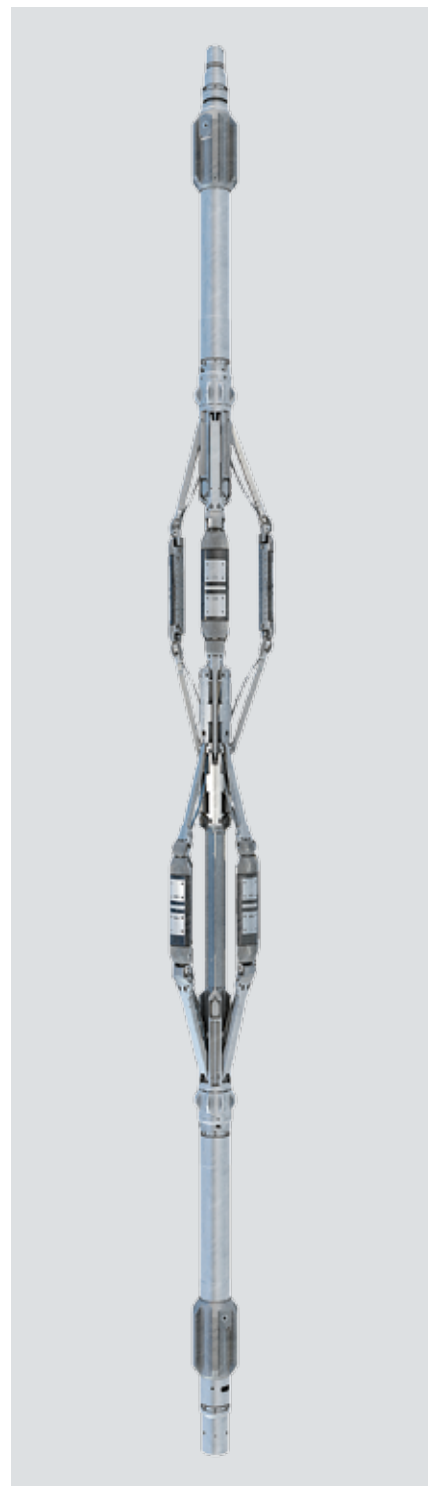
Quanta Geo Сервис: Фотореалистические изображения пласта

Технология получения фотореалистичных изображений пласта прибором Quanta Geo выводит имиджи в скважинах, бурящихся на РУО, на качественно новый уровень, обеспечивая детализированные изображения, сопоставимые с керном, более полно характеризующие геологические особенности вскрытого скважиной разреза. Применение совершенно новых физических принципов и инновационных технологий в электронике прибора, упрощенной геометрии измерительных электродов, а также его конструктивные особенности, позволяет прибору Quanta Geo получать изображения более высокого качества в скважинах на РУО, чем имиджи, записанные с помощью самых современных имиджеров для работы в скважинах на РВО.

Физические принципы, на которых построены измерения прибором Quanta Geo, совершенно новые, но у них больше общего с имиджерами, работающими в скважинах, бурящихся на РВО, чем с имиджерами предыдущего поколения, предназначенными для проведения исследований на РУО. Сходство состоит в том, что напряжение переменного тока подается между обратным токовым электродом и группой из 192 микроэлектродов, расположенных на 8 прижимных башмаках прибора. Результирующий переменный ток проходит непосредственно через каждый электрод — это как раз та важная характеристика, которой обладают имиджеры для РВО, благодаря которой прибор Quanta Geo одинаково хорошо регистрирует как высокоамплитудные, так и пологозалегающие геологические особенности вскрытого скважиной разреза.

В отличие от традиционных имиджеров, использующих лапы башмаков для центровки прибора, восемь лап прибора Quanta Geo полностью независимы, а башмаки имеют возможность свободного хода под углом 2° . Они могут поворачиваться вокруг своей продольной оси и изменять угол наклона, в то время как трапециевидная конструкция четырех пар лап равномерно распределяет нагрузку на каждый прижимной башмак. Эта новая конструктивная особенность позволяет прибору Quanta Geo обеспечивать хороший контакт прижимных башмаков со стенкой скважины в наклонно-направленных скважинах с большим зенитным углом и в скважинах с плохим состоянием ствола. Конструкция трапециевидных лап в приборе Quanta Geo позволяет получать изображения как во время спуска, так и во время подъема. При записи во время спуска снижается риск замячек прибора, вызванный его прерывистым движением при записи на подъеме, как и у всех стандартных прижимных каротажных приборов, и, соответственно, снижается количество дополнительных спусков прибора для получения более качественных данных.

Визуализация и интерпретация имиджей Quanta Geo производится в программном обеспечении Techlog, в котором разработан широкий ряд интерпретационных продуктов, результаты которых в дальнейшем используются при моделировании залежи и позволяют геологам решать, например, такие задачи, как выявление, определение морфологии и геометрии русловых тел.



Существующие новые возможности обработки в программном обеспечении Techlog позволяют получать визуализацию полноразмерных имиджей как в 2D, так и в 3D разрешении, с полным покрытием ствола в скважинах большого диаметра, а также дают возможность визуализировать имидж в плоскости распиленного керна. Результаты интерпретации Quanta Geo позволяют значительно снизить неопределенности при моделировании залежи в программном обеспечении Petrel. Данные, готовые для включения в модель залежи, позволяют реалистично подходить к моделированию межскважинного пространства в сложнопостроенных залежах и с уверенностью принимать решения, относящиеся к дальнейшей разработке месторождения.

Применение

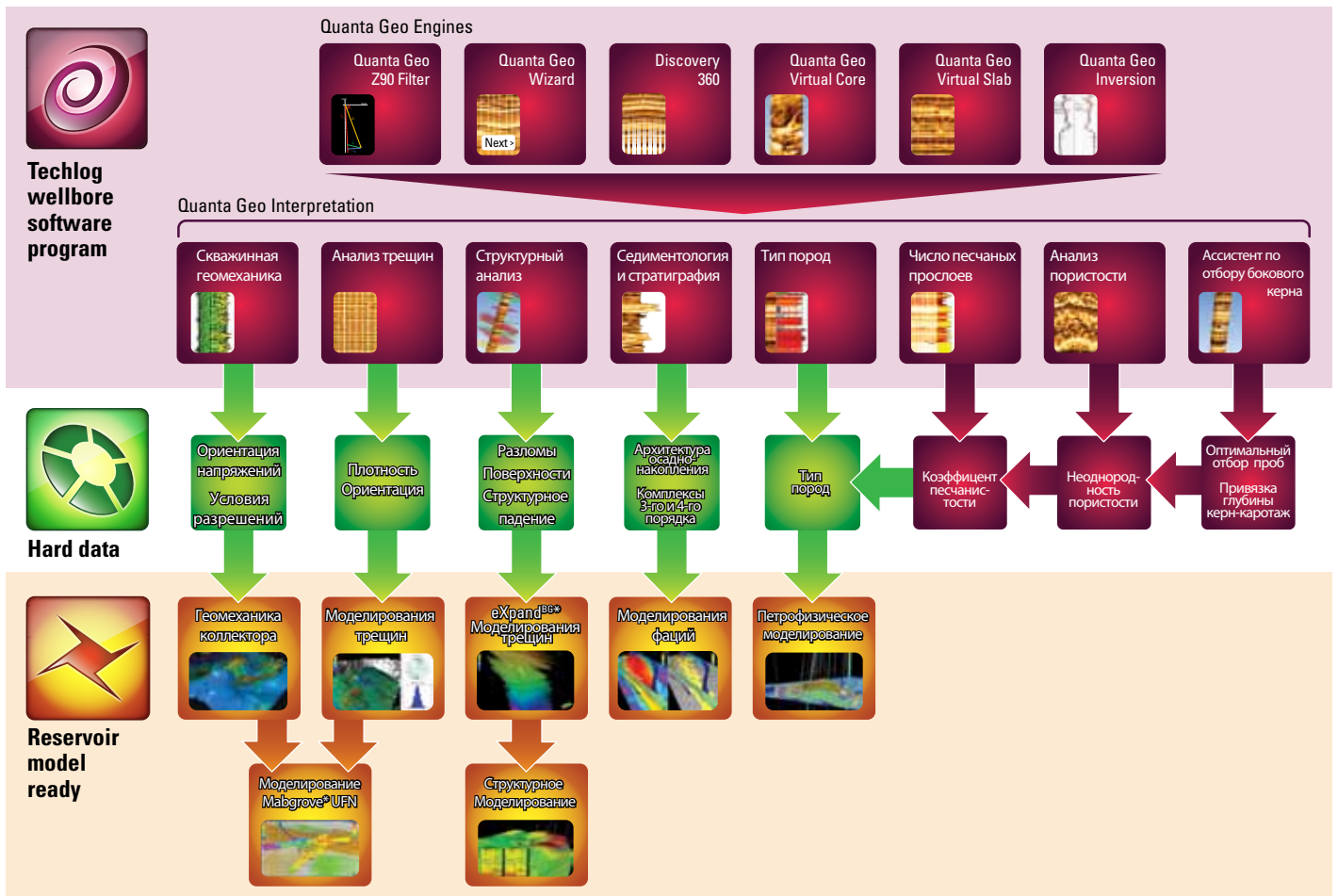
- Получение изображений стенок ствола скважины высокого разрешения в непроводящих растворах и РУО
- в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах
- в осложненных стволах
- Седиментологический и структурно-формационный анализ
- Структурный и геомеханический анализ и моделирование
- Выявление маломощных пластов и оценка эффективных толщин в условиях тонкослоистого разреза
- Дополнения к программам отбора керна и испытанию пласта

Характеристики измерений

	Quanta Geo
Регистрируемые данные	Имиджи и элементы залегания разреза
Скорость каротажа	Шаг дискретизации 0,2 дюйма: 1097 м/ч [3600 футов/ч] [†] Шаг дискретизации 0,1 дюйма: 549 м/ч [1800 футов/ч]
Диапазон измерений	Шаг дискретизации: 0,25 см [0,1 дюйма] Охват скважины: 98% ствола в 20,32 см [8 дюймов] скважине УЭС пласта: 0,2–20 000 Ом.м
Разрешение	Вертикальное разрешение: 6 мм [0,24 дюйма] Горизонтальное разрешение: 3 мм [0,13 дюйма]
Погрешность	Каверномер: ±0,26 см [±0,1 дюйма] Отклонение: ±0,2° Азимут: ±2°
Радиус исследования:	5 мм [0,2 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Непроводящие БР, например, РУО
Компоновка	Компоновка как сверху, так и снизу
Специальное применение	Запись во время спуска и подъема Горизонтальные скважины

Механические характеристики

	Quanta Geo
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	Стандарт: 173 МПа [25 000 psi] Высокое давление: 207 МПа [30 000 psi]
Мин. диаметр скважины	19,05 см [7,5 дюйма]
Макс. диаметр скважины	43,18 см [17 дюймов]
Наружный диаметр	Зонд: 11,43 см [4,5 дюйма] Лапы: 16,51 см [6,5 дюйма]
Длина	9,5 м [31,2 фута]
Масса	316 кг [696 фунтов]
Прочность на натяжение	122 300 Н [27 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	48 900 Н [11 000 фунт-силы]



Визуализация и результаты интерпретации, выполненные с использованием полного пакета приложений в платформе Techlog, позволяют получать данные из имиджей Quanta Geo, повышающие точность моделей залежи в платформе Petrel E&P, и позволяют геологам более эффективно решать задачи сложнопостроенных залежей

FMI-HD

Электрический микроимиджер
высокого разрешения

Пластовый микроимиджер высокого разрешения FMI-HD* регистрирует электрические имиджи стенок ствола скважины с непревзойденной четкостью. Геологические особенности, структурные и текстурные неоднородности вскрытого скважиной разреза становятся видимыми на имидже независимо от их размера, при самых разнообразных скважинных условиях, даже при чрезвычайно высокой изменчивости УЭС пласта или анизотропии УЭС пласта и раствора (R_t/R_m). Таким образом, геологические особенности, четкое изображение которых ранее было затруднительно получить при помощи имиджевых технологий приборами предыдущего поколения, теперь можно зарегистрировать с более высоким разрешением, в том числе в скважинах, пробуренных на соляных буровых растворах или в высокоомных разрезах.

Дизайн зонда FMI-HD аналогичен дизайну прибора предыдущего поколения пластового микроимиджера FMI. Новейшая электронная система прибора позволила расширить диапазон рабочих характеристик, повысить надежность и качество имиджей. Усовершенствованный алгоритм параллельной обработки сигнала и высокое разрешение аналого-цифрового преобразователя позволили повысить отношение сигнал-шум и тем самым увеличить чувствительность прибора к слабым контрастам УЭС пласта. Это позволило улучшить разрешение изображений в четыре раза.

Электрический имидж стенок ствола скважины создается по данным сопротивления, зарегистрированным с помощью 192 измерительных электродов, расположенных на четырех основных и на четырех дополнительных прижимных башмаках прибора. Изменения микросопротивления, обусловленные изменчивостью литологических и петрофизических характеристик пород, передаваемые, главным образом, токовой составляющей высокого разрешения, интерпретируются на имидже как разнообразные текстуры породы, с выделе-

нием стратиграфических и структурных особенностей, включая определение элементов залегания разреза и проведения анализа трещиноватости.

В результате оптимизации алгоритма автоматической обработки сигнала отсутствует необходимость ручной настройки параметров записи микроимиджера FMI-HD. Так как изображение УЭС пласта во всем динамическом диапазоне создается всего за одну СПО, удалось сократить продолжительность выполнения работ. Даже в условиях, когда соотношение R_t/R_m выше, чем 200000:1, микроимиджер FMI-HD способен регистрировать репрезентативные имиджи, отражающие геологическое строение пласта.

Применение

- Структурный анализ и моделирование
- Структурное 3D моделирование вдоль ствола скважины и межскважинного пространства
- Построение структурных разрезов
- Выявление и определение разломов, осей складок и несогласий
- Точное определение элементов залегания для любых типов отложений
- Изучение характеристик и моделирование трещиноватых коллекторов
- Дискретное моделирование сети трещин (DFN)
- Определение геометрии и плотности трещин
- Количественное определение раскрытости трещин и трещинной пористости
- Оценка вторичной пористости в карбонатных и вулканических коллекторах
- Количественное определение каверновой пористости

- Разделение вторичной пористости на изолированную, открытую и соединенную трещинами каверновую пористость
- Прямое визуальное определение макропористости и непористых включений
- Оценка проницаемости и переменного коэффициента цементации m
- Оценка эффективной нефтенасыщенной толщины в условиях тонкослоистого разреза
- Выделение пластов-коллекторов для их дальнейшей петрофизической оценки более высоким вертикальным разрешением
- Быстрое количественное определение коэффициента песчаности и эффективной мощности
- Прямая визуализация пластов до миллиметрового масштаба
- Комплексное изучение залежи
 - Прямая визуальная или автоматическая классификация фаций и типов пород
 - Реалистичное распределение петрофизических свойств пород-коллекторов в пределах залежи
 - Определение анизотропии, барьеров проницаемости и проницаемых каналов
- Седиментологический анализ и сейсмостратиграфия
 - Детерминистическое или стохастическое моделирование коллекторов
 - Выделение и определение характеристик осадочных тел и их границ
 - Качественное вертикальное профилирование гранулометрического состава и определение характера напластования
 - Определение направления палеотечений
- Геомеханический анализ
 - Определение основных направлений современного напряжения горных пород
 - Моделирование механических свойств геологической среды (MEM)
 - Выбор удельного веса бурового раствора
- Дополнения к программам отбора керна и испытанию пласта пластоиспытателем
 - Привязка по глубине и ориентация полноразмерного керна
 - Описание особенностей коллекторов в интервалах, не охарактеризованных керном
 - Получение предварительной информации о коллекторе до получения результатов анализа керна
 - Выбор точек и привязка по глубине для отбора бокового керна и пластоиспытателя на кабеле или на трубах

Характеристики измерений

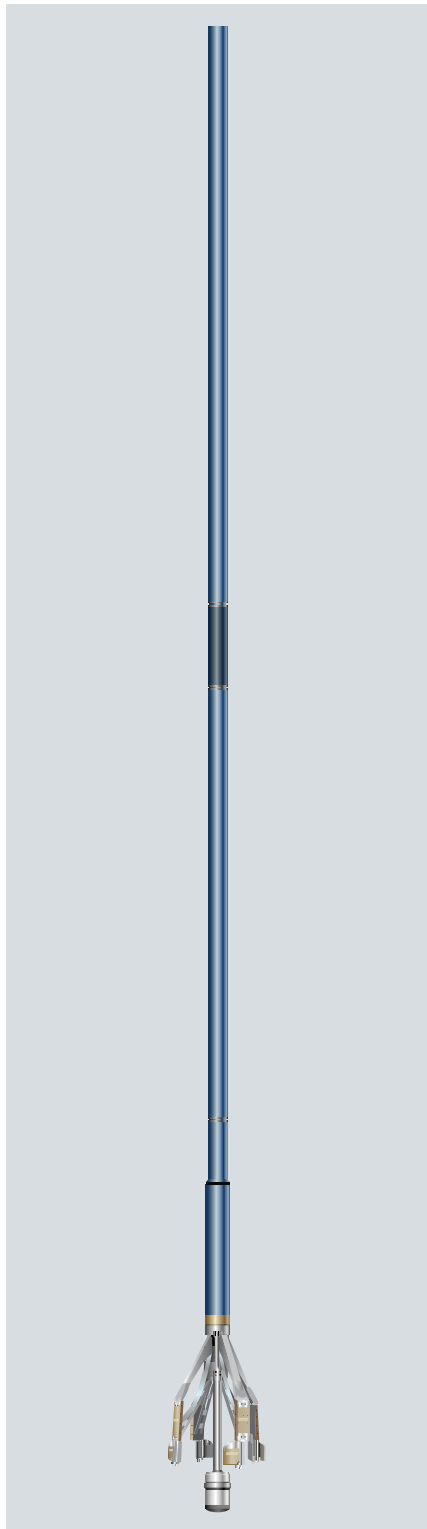
	Микроимджер FMI-HD
Регистрируемые данные	Имиджи и элементы залегания разреза
Скорость каротажа	Режим создания изображений: 549 м/ч [1800 футов/ч] Режим измерения угла падения: 1097 м/ч [3600 футов/ч] [†]
Диапазон измерений	Шаг дискретизации: 0,25 см [0,1 дюйма] Охват скважины: 80% ствола в ОК 20,32 см [8 дюймов]
Вертикальное разрешение	Горизонтальное разрешение: 0,51 см [0,2 дюйма] Вертикальное разрешение: 0,51 см [0,2 дюйма]
Погрешность	Каверномер: $\pm 0,51$ см [$\pm 0,2$ дюйма] Отклонение: 0,2° Азимут: $\pm 2^\circ$
Радиус исследования:	ВЧ составляющая [детализация изображения]: 1 см [0,39 дюйма] НЧ составляющая [для калибровки каротажа сопротивления]: 76,2 см [30 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	БР на водной основе (макс. сопротивление бурового раствора = 50 Ом.м) БР на УВ основе — в зависимости от конкретных условий [†]
Совместимость	Прибор является концевым и может комбинироваться с большинством приборов
Специальное применение	Горизонтальные скважины

[†] Для информации о применении в БР на УВ основе обратитесь к представителю Schlumberger.

Механические характеристики

	Микроимджер FMI-HD
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	15,87 см [6 ½ дюйма] 14,92 см [5 ⅞ дюйма] в благоприятных условиях с использованием комплекта
Макс. диаметр скважины	53,34 см [21 дюйм]
Наружный диаметр	12,70 см [5 дюймов]
Длина	7,75 м [25,43 фута]
Масса	201 кг [443 фунта]
Прочность на натяжение	53 380 Н [12 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	35 580 Н [8 000 фунт-силы]

FMI – Высокоразрешающий азимутальный электрический скважинный имиджер



Изучение обнажений в скважине, геофизика, геомеханика и трехмерное моделирование

Общие сведения

Прибор FMI* (патент) позволяет регистрировать имиджи микробочкового каротажа, в скважинах, заполненных раствором на водной основе:

- Покрытие исследованием ствола скважины составляет 80% в скважине диаметром 215,9 мм (8 дюймов)
- Вертикальное и горизонтальное разрешение 5 мм (0,2 дюйма)
- Данные после обработки могут использоваться с целью определения элементов залегания пластов непосредственно на скважине.
- Прибор является концевым и может комбинироваться с другими приборами на кабеле, например приборами Platform Express (стандартный комплекс), ARI* (азимутальный боковой каротаж) или АП* (индукционного каротажа) и т.д.

Имиджи FMI регистрируются 192-мя электродами расположенными на 8 башмаках прибора. Специальный контур фокусировки направляет токи измерения в пласт. Низкочастотная составляющая регистрируемого сигнала информативна для определения петрофизических и литологических характеристик пород, а высокочастотная составляющая используется для детализации имиджей. Глубина зондирования, составляющая порядка 76,2 см (30 дюймов), аналогично глубине зондирования приборов бокового электрокаротажа.

Изображение нормализуется путем калибровки по опорному низкочастотному сигналу сопротивления с большей глубины исследования, зарегистрированному самим прибором или на данные сопротивления, зарегистрированные другими приборами бокового каротажа.

Благодаря минимальному расстоянию между дисковыми электродами, новой конструкции основного и откидного башмаков, а также высокой скорости передачи данных системой цифровой телеметрии удалось достичь разрешения по вертикали и по горизонтали в 5 мм. Таким образом, изображение позволяет проводить точную оценку параметров любого объекта размером от 5 мм. Оценка объектов менее 5 мм может быть произведена путем измерения количества тока на электроде. На изображениях, получаемых с помощью FMI, отчетливо прослеживаются мелкомасштабные объекты, например трещины размером 50 мкм, заполненные проводящим раствором.

Физические принципы, на которых основана работа FMI, делают прибор универсальным средством для получения комплекса информации, позволяющей с большой степенью надежности и точности определять геологические и геофизические параметры среды и коллекторские свойства пласта. Поступающая в реальном времени информация используется для изучения тектоники горных пород, определения и оценки режимов осадконакопления и свойств осадочного комплекса, определения текстуры горных пород, а также в качестве дополнения к данным, получаемым в результате исследования керна. Данные FMI также используются для анализа геомеханики пласта с целью выявления образований, являющихся результатом бурения, например, ориентированных вывалов и трещин на стенке скважины. Проведение анализа анизотропии напряжений по данным FMI позволяет получить важнейшую информацию, необходимую для обеспечения стабильности ствола скважины путем корректировки программы бурения и оптимизации параметров буровых растворов.

Преимущества

- Экономия времени и затрат: полноценная геолого-геофизическая интерпретация имиджей, зарегистрированных за один спуск-подъем.
- Получение данных при измерениях в сложных условиях, включая сильнонаклонные и горизонтальные скважины
- Точная и надежная интерпретация геологических особенностей вскрытого разреза.
- Детальное описание пластов-коллекторов
- Точное определение продуктивных зон
- Получение информации непосредственно на рабочей площадке для оперативного принятия решений

Особенности

- Покрытие исследованием ствола скважины составляет 80% в скважине диаметром 215,9 мм (8 дюймов)
- Измерения с высоким разрешением 5 мм (0,2 дюймов)
- Детальность имиджей до 50 мкм
- Возможность проведения исследований в наклонных и горизонтальных скважинах
- Проведение первичной обработки, экспресс-интерпретации и определения основных элементов залегающих пластов в автоматическом режиме в реальном времени непосредственно на скважине.
- Различные режимы сканирования: полное изображение, четырехпозиционное и измерение наклона
- Совместимость прибора FMI с другими типами каротажных приборов
- Отличное качество сигнала благодаря фокусировке тока измерения
- Имиджи микробокового каротажа в меньшей степени подвержены влиянию неровностей и каверн в стволе скважины

Области применения

- Структурная геология
 - Элементы залегания структур
 - угол падения и простирания пластов
 - Разрывные нарушения
- Седиментологический анализ
 - Конседиментационный структурный угол
 - Направление палеотечений
 - Оконтуривание осадочных тел
 - Анизотропия ФЭС, гидродинамически сообщающиеся и экранированные пласты
 - Тонкослоистые коллектора
 - Текстура горных пород
 - Вертикальное изменение гранулярного состава
 - Тектурные особенности карбонатов
 - Оценка вторичной пористости
 - Системы трещин
- Дополнение к программам исследований сплошного и бокового керна, и исследований с помощью пластоиспытателя на кабеле
 - Проведение привязки по глубине и ориентации для сплошного керна
 - Детальное описание особенностей коллекторов в интервалах, не охарактеризованных керном
 - Привязка по глубине образцов бокового керна и выбор оптимальных интервалов для модульного пластоиспытателя MDT*
- Геомеханический анализ
 - Анализ механического воздействия на призабойную зону в процессе бурения

Условия регистрации и технические характеристики FMI

Применение	Структурная геология, стратиграфия, анализ строения коллекторов, мелкомасштабные текстурные особенности. Получение информации непосредственно на скважине.
Разрешение по вертикали	5 мм [0,2 дюйма] – видимость объектов от 50 мкм
Горизонтальное разрешение	5 мм [0,2 дюйма] – видимость объектов от 50 мкм
Количество измерительных электродов	192
Количество основных и откидных башмаков	8
Покрытие исследованием ствола скважины	80% в скважине диаметром 215,9мм [8 дюймов] в режиме регистрации сигнала с 8 башмаков прибора
Максимальное давление	1360 атм. [20,000 psi]
Максимальная температура	177°C [350°F]
Диаметр ствола скважины	
Минимальный	149 мм [5 7/8 дюйма].
Максимальный	533,4 мм [21 дюйм].
Максимальное отклонение ствола	90°
Скорость записи:	
- регистрация сигнала с 8 башмаков	550 м/ч [1800 фт/ч] с первичной обработкой имиджей в реальном времени
- регистрация сигнала с 4 башмаков	1100 м/ч [3600 фт/ч] с первичной обработкой имиджей в реальном времени
В режиме пластового наклономера (8 кривых)	1650 м/ч [5400 фт/ч]
В режиме инклинометра	3050 м/ч [10000 фт/ч]
Максимальное удельное сопротивление бурового раствора	50 ом·м

Прибор FMI

Внешний диаметр	127 мм [5 дюймов]
Длина компоновки	7,44 м [24,4 фт]
Длина компоновки с шарнирной муфтой	8,046 м [26,4 фт]
Масса (в воздухе)	196,72 кг [433,7 фунта]
Прочность на сжатие (спуск на трубах)	5443,108 кг [12,000 фунтов (запас прочности – 2)]
Максимальное давление башмака	20 кг [44 фунта]
Положение в компоновке	Прибор является концевым и может комбинироваться с другими приборами ГИС на кабеле.

UBI-Ультразвуковой высокоразрешающий скважинный имиджер

Ультразвуковой скважинный сканер (UBI*) позволяет получать характеризующиеся высоким разрешением акустические изображения (имиджи) ствола скважины, заполненного буровым раствором на водной или нефтяной основе. Имиджи позволяют определять наклонные пласты, трещины и другие элементы залегания пластов, вскрытых скважиной. Точные измерения сечения ствола скважины позволяют сделать выводы о стабильности стенок скважины и овальности ствола.

Имиджер UBI оснащен датчиком, установленным на ультразвуковом вращающемся источнике (USRS). Источник-приемник излучает ультразвуковые импульсы и измеряет время прохождения и амплитуду отраженного сигнала. Широкий диапазон размеров источника позволяет выполнять каротаж в открытых стволах различного диаметра. Размер источника определяется в соответствии с расстоянием, которое проходит сигнал в скважинной жидкости, с целью устранения искажений в плотных флюидах и оптимизации соотношения «сигнал-шум».

Ультразвуковой азимутальный скважинный микросканер UBI характеризуется сравнительно невысокой чувствительностью к эксцентриситету прибора в стволе скважины (до 0,63 см), позволяя получать качественные данные даже в сильно искривленных скважинах. Зарегистрированные полевые данные обрабатываются в программном обеспечении как непосредственно на скважине в системе MaxWell, так и в центрах обработки

и консультационных услуг компании Schlumberger. Графическая обработка включает введение поправок в показания интервального времени и амплитуды на скважинные условия, на неравномерность скорости движения прибора в скважине, а также позволяет провести дополнительную фильтрацию шумов. Одним из этапов обработки является пространственная ориентация имиджей на основании зарегистрированных совместно данных инклинометрии (GPIT*). Далее, для удобства работы с имиджами, проводится динамическая нормализация, облегчающая их визуальную интерпретацию.

Области применения

- Выявление и классификация трещин, как естественных, так и техногенных.
- Определение открытых и залеченных трещин (рекомендуется с микроимиджером OВMI* для стволов, заполненных РУО).
- Построение профилей ствола скважины и расчет объема цемента для закачивания скважины.
- Анализ напряжений и оценка стабильности ствола.
- Подбор удельного веса бурового раствора.
- Анализ структуры и элементов залегания пласта.



Условия регистрации и технические характеристики UBI

Регистрируемые данные	Высокоразрешающие имиджи ствола скважины полученные на основе зарегистрированной амплитуды и скорости пробега волны. Регистрация проводится в аналоговом и цифровом форматах
Скорость записи	От 130 м/ч до 648 м/ч [425 футов/ч – 2125 футов/ч] в зависимости от требуемой разрешающей способности
Диаметр ствола скважины	От 0,1238 м до 0,327 м [47/8 дюйма – 127/8 дюйма]
Разрешающая способность	0,51 см [0,2 дюйма] на частоте 500 кГц 1,02 см [0,4 дюйма] на частоте 250 кГц 1,52 см [0,6 дюйма] на частоте 250 кГц 2,54 см [1,0 дюйма] на частоте 250 кГц Угол раскрытия от 2,0° до 2,6°
Погрешность измерений	Определение радиуса ствола скважины ± 3 мм [±0,12 дюйма] Вертикальное разрешение – 0,075 мм [0,003 дюйма] на частоте 500 кГц
Глубина исследования	До стенки скважины
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Утяжеленные растворы (свыше 1,8 кг/м ³) [>15 ppg] могут искажать амплитуду
Совместимость	Прибор может применяться только внизу компоновки на забое, совместим с большинством приборов
Специальные области применения	Присутствие H ₂ S

Механические характеристики

	UBI Imager
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	1360 атм. [20000 psi]
Мин. диаметр ствола скважины	12,38 см [4 7/8 дюйма]
Макс. диаметр ствола скважины	32,70 см [12 7/8 дюйма]
Наружный диаметр	Без переводника: 8,57 см [3,375 дюйма]
Длина	6,4 м (21 фут)
Масса	171 кг [377,6 фунтов] (с переводником USRS-B 17,78 см [7 дюймов])
Прочность на растяжение	177 930 Н [40000 фунтов]
Прочность на сжатие	48 930 Н [11 000 фунтов]

ОВМІ – Пластовый микроимиджер для непроводящей среды

Микроимиджер позволяет проводить высокоразрешающее сканирование стенок скважин, заполненных растворами на нефтяной основе. Системы буровых растворов на УВ и синтетической часто применяются для снижения рисков бурения и повышения его эффективности. Однако, это ставит много проблем в проведении высокоразрешающего электрического сканирования скважин. Даже тонкая пленка непроводящего бурового раствора существенно искажает результаты регистрации данных сопротивления. Ситуация еще больше осложняется при наличии непроводящего фильтрата в промытой зоне или непроводящей корки в пластах коллекторах. Прибор ОВМІ позволяет решать эти проблемы путем интегрирования уникальных технологий с простыми принципами электрометрии. Полученные имиджи позволяют с высокой точностью отобразить характер напластования и текстурные особенности пластов-коллекторов и вмещающих пород.

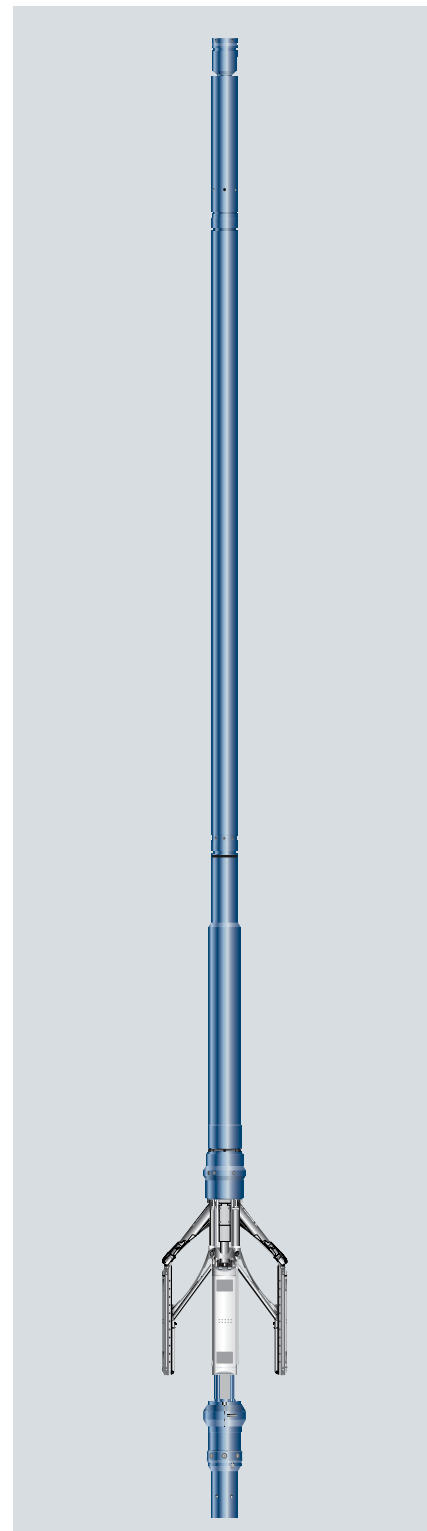
ОВМІ является единственным прибором в нефтегазодобывающей промышленности, позволяющим непосредственно измерять УЭС промытой зоны (R_{xo}) с высоким разрешением. Применяемый в приборе принцип потенциал-зонда с малым расстоянием между измерительными электродами обеспечивает количественную оценку регистрируемых параметров и не требует калибровки с помощью других методов каротажа. Геофизики часто используют результаты измерения R_{xo} , полученные с помощью прибора ОВМІ, для расчленения песчано-глинистого разреза, где мощность отдельных пропластков составляет всего 3 см (1,2 дюйма). В геологической интерпретации имиджи используются для определения внутрипластовой слоистости и текстурных особенностей породы, причем размер отдельно взятых элементов может не превышать 1 см (0,4 дюйма). Отмечены также наблюдения на имиджах открытых и залеченных трещин, размер которых менее 1 см.

В интегрированном двойном микро-сканере для буровых растворов на нефтяной основе ОВМІ2* применяются два зонда ОВМІ, установленные со сдвигом 45° друг относительно друга для удвоения охвата ствола скважины.

Имеются также модификации прибора ОВМІ для высоких давления и температуры и для скважин малого диаметра, однако такое специфически ориентированное оборудование выпускается ограниченными партиями.

Области применения

- Структурный анализ
 - Определение структурного угла и азимута падения пластов
 - Выявление трещинных интервалов и разрывных нарушений
- Седиментологический анализ
 - Характеристика условий осадконакопления
 - Определение палео направления сноса осадочного материала
 - Расчленение тонкослоистого разреза
- Анализ керна
 - Детальная привязка керна по глубине
 - Проведение ориентировки образцов керна
 - Детальное описание особенностей коллекторов в интервалах, не охарактеризованных керном
- Детальное расчленение пластов-коллекторов и анализ анизотропии проницаемости
- Расчет коэффициента расчлененности и коэффициента песчаности продуктивных интервалов
- Высокоточное определение интервалов и точек отбора проб и замеров давления.
- Выявление и описание техногенных нарушений ствола скважины.



- Наблюдение и количественная оценка мелкомасштабных особенностей пород, лежащих за пределами разрешения стандартных методов ГИС.
- Оценка направления анизотропии горизонтальных напряжений
- Оптимизация параметров бурового раствора
- Регистрация УЭС зоны проникновения

Условия проведения каротажа

	Прибор ОВМ1
Полевые данные	Высокоразрешающие имиджи ствола скважины.
Профилемеры	
Скорость каротажа	1100 м/ч [3600 фут/час]
Диапазон измерения	Охват скважины 30% в стволе диаметром 215,9 мм [8,5 дюйма]
Вертикальное разрешение	Номинальное разрешение изображений 1 см [0,4 дюйма]
Погрешность	±20%
Глубинность исследования	8,89 см [3,5 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Работает в среде любого раствора — на нефтяной основе, при добавках дизтоплива и в растворах на синтетической основе
Положение в компановке	Промежуточный прибор Приборы ОВМ1 и ОВМ12 для скважин малого диаметра являются концевыми
Специальные области применения	Каротаж может проводиться на кабеле и на буровых трубах.

Технические характеристики прибора

	Прибор ОВМ1
Номинальная температура	160°C [320°F] 177°C [350°F]†
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi] 173 МПа [25000 psi]†
Диаметр ствола — мин.	Прибор ОВМТ-Е для скважин малого диаметра: 152,4 мм [6 дюймов] Стандартный прибор: 177,8 мм [7 дюймов]
Диаметр ствола — макс.	406,4 мм [16 дюймов] Запись в режиме каверномера: 444,5 мм [17 ½ дюймов]
Наружный диаметр	Стандартный прибор: 146,0 мм [5.75 дюйма] Прибор ОВМТ-Е для скважин малого диаметра: 133,3 мм [5.25 дюйма]
Длина	5,18 м [17 футов]
Масса	137 кг [310 фунтов]
Прочность на растяжение	53,380 Н [12,000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	Стандартный прибор: 53,380 Н [12,000 фунт-сил] Прибор ОВМТ-Е для скважин малого диаметра: 35,590 Н [8000 фунт-сил]

† Выпускается ограниченными партиями

Schlumberger

**Приборы
Инклинометрии**

Скважинный инклинометр

Скважинный инклинометр GPIT предназначен для определения пространственного положения скважины и приборов в ней. Положение скважины определяется отклонением ее оси от вертикали (DEVI) и ее направлением (HAZI). Ориентация прибора в пространстве традиционно описывается тремя параметрами: углом наклона (SDEV) и азимутом прибора (P1NO), а также углом поворота прибора относительно направления вверх (RB). Для определения этих параметров используются данные трех-осевых акселерометра и магнетометра.

Принцип работы скважинного инклинометра заключается в точном определении положения оси прибора относительно векторов гравитационного (G) и магнитного поля (F) Земли. Для этого прибором GPIT измеряются компоненты векторов магнитного (F_x , F_y и F_z) и гравитационного (A_x , A_y и A_z) поля, на основе которых программный комплекс MaxWell рассчитывает угол отклонения от вертикали, азимут и угол поворота прибора относительно направления вверх.

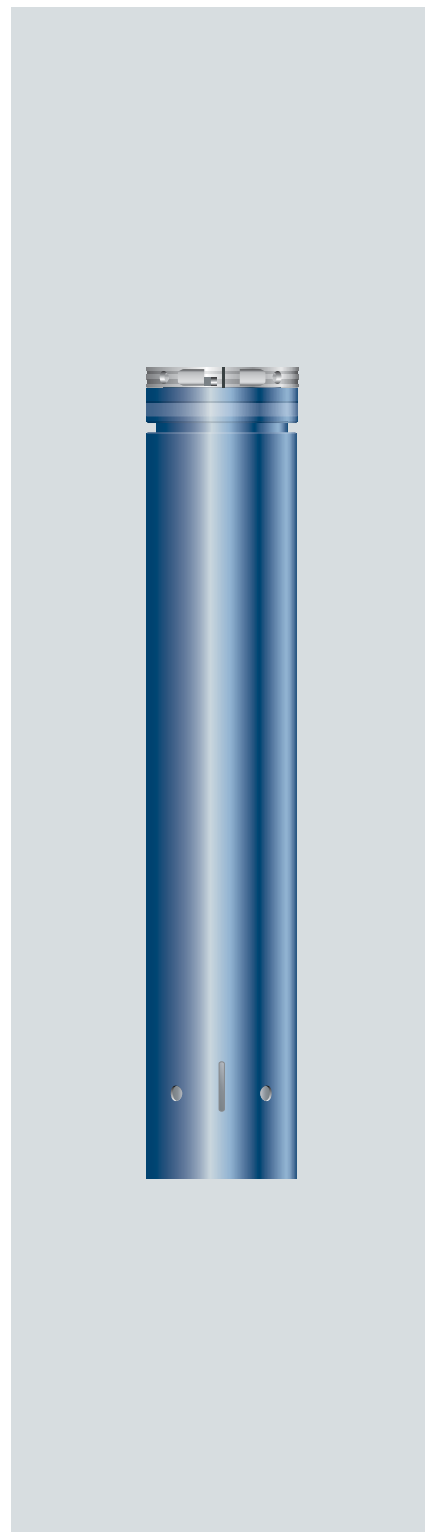
При использовании прибора GPIT в необсаженных скважинах в компоновке с другими приборами, следует использовать только аппаратуру с немагнитными компонентами. В обсаженных скважинах прибор может использоваться только для определения угла наклона и угла поворота прибора относительно направления вверх.

Решаемые задачи

- Определение положения скважины
 - Определение угла наклона скважины
 - Определение азимута ствола скважины
- Определение положения прибора
 - Определение угла наклона и азимута прибора
 - Определение угла поворота прибора относительно направления вверх

Применение

- Инклинометрия скважины в открытом стволе (угол и азимут падения)
- Определение угла наклона скважины в обсаженном стволе
- Ориентирование микроимджеров (FMI, UBI, OBMI, QGEO и т.д.) и прибора Sonic Scanner (относительно севера или вертикали) в открытом стволе
- Ориентирование ультразвуковых микроимджеров (USI и т.д.) и прибора Sonic Scanner (относительно вертикали) в обсаженном стволе
- Обеспечение необходимыми данными для внесения поправки за скорость движения кабеля и режим записи каротажа



Характеристики измерений

	Прибор GPIT
Регистрируемые данные	Азимут скважины, угол наклона скважины, определение угла поворота прибора относительно направления «вверх», угол наклона и азимут прибора
Скорость каротажа	1097 м/ч [3600 фут/ч]
Диапазон измерений	0 - 360°
Вертикальное разрешение	15.24 см [6 дюймов]
Погрешность	Азимут: +2° (для угла наклона от 5° до 175°) Угол наклона: +-0.2°
Глубина исследования	Нет
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов в любом месте компоновки (прибору сверху и снизу должны иметь немагнитные корпуса)
Специальные области применения	H ₂ S service

Механические характеристики

	Прибор GPIT
Номинальная температура	177°C [350°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi]
Диаметр ствола - мин.	11,75 см [4½ дюйма]
Диаметр ствола - макс.	Не ограничено
Наружный диаметр	9,21 см [3.625 дюймов]
Длина	1,22 м [4 фута]
Масса	25 кг [55 фунтов]
Прочность на растяжение	222410 Н [50000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	74280 Н [16,700 фунт-сил]

Schlumberger

**Приборы и системы
сейсмического
сканирования**

Q-Borehole

Комплексная система скважинной сейсморазведки

Комплексная система скважинной сейсморазведки Q-Borehole* является оптимальным решением для любых методов скважинной сейсморазведки, в том числе при спуске оборудования на кабеле или во время бурения.

Универсальный сейсмический зонд VSI

В универсальном сейсмическом зонде VSI* применяется технология Q-Technology*, которая включает в себя приемную аппаратуру, программное обеспечение и усовершенствованную кабельную телеметрическую систему для передачи данных из скважины на поверхность. Высокое качество регистрации волнового поля обеспечивается трехосными геофонами-акселерометрами, акустически изолированными от корпуса прибора. Количество датчиков, расстояние между ними, тип соединения (жесткое или гибкое), а также внешний диаметр сборки подбираются на месте проведения работ, что обеспечивает его максимальную универсальность. В конструкции прибора VSI сделан упор на качество регистрации сигнала и возможность быстрого изменения конфигурации приемного устройства при изменении целей работ без ущерба для качества данных. В результате зонд позволяет регистрировать более качественные и точные сейсмические данные, а также сократить время на подготовку к работе. Все это — необходимые условия для успешного и экономически эффективного выполнения сложных исследований и своевременного предоставления результатов.

Высокой эффективности работы прибора VSI способствуют:

- быстрое раскрытие механического прижимного устройства зонда
- возможность быстрого перемещения зонда между стационарными точками приема в скважине
- краткое время цикла между взрывами при удаленных источниках (метод обращенных годографов (МОГ), непродольные ВСП)
- контроль качества и полевая экспресс-обработка данных в режиме реального времени

Применение

- Интегрированная обработка для интерпретации скважинных и наземных сейсмических данных
- Построение изображения для выделения коллектора
- Построение изображения ниже забоя
- Трехмерное (3D) вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)
- Прогноз порового давления
- Планирование размещения скважин
- Одновременная регистрация скважинных и наземных сейсмических данных для построения изображений с высоким разрешением
- Обработка и анализ поперечных волн
- Микросейсмический мониторинг во время ГРП



Характеристики измерений

	Прибор VSI
Регистрируемые данные	Волновые поля отражений сейсмических сигналов от границ пласта
Скорость каротажа	Стационарный вид исследования Запись волнового поля: частота дискретизации 0,5, 1, 2 и 4 мс
Количество зондов	До 40
Блок датчика	
Длина	28,96 см [11,4 дюйма]
Масса	2,9 кг [6,4 фунта]
Датчик	Геофон-акселерометр (GAC-D)
Чувствительность	>0,5 В/г ± 5%
Собственная частота датчика	25 Гц Плоская АЧХ при измерении ускорения: от 2 до 200 Гц
Динамический диапазон	>105 дБ при усилении 36 дБ
Искажения	<-90 дБ
Оцифровка	24-битный АЦП
Совместимость	Концевой прибор
Специальное применение	Спуск на кабеле, спуск с помощью комплекта для сложных условий TLC, спуск на скважинном тракторе Через бурильные трубы

Механические характеристики

	VSI Imager
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	Стандарт: 138 МПа [20 000 psi] Высокое давление: 172 МПа [25 000 psi]
Мин. диаметр скважины	7,62 см [3 дюйма]
Макс. диаметр скважины	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	Стандарт: 8,57 см [3 3/8 дюйма] Скважины малого диаметра: 6,35 см [2 1/2 дюйма]
Длина	До 317 м [1 040 футов] для 20 зондов
Масса	До 998 кг [2 200 фунтов]
Прочность на натяжение	80 070 Н [18 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	Стандарт: 22 240 Н [5 000 фунт-силы] С элементом жесткости: 44 480 Н [10 000 фунт-сил]
Муфта	
Усилие фиксации якоря	1 170 Н [246 фунт-силы] в стволе диам. 7,62 см [3 дюйма] 915 Н [214 фунт-силы] в стволе диам. 15,24 см [6 дюймов] 1 130 Н [255 фунт-силы] в стволе диам. 31,75 см [12 1/4 дюймов] 951 Н [160 фунт-силы] в стволе диам. 43,18 см [17 дюймов]
Сила прижима блока датчика	285 Н [64 фунт-силы]
Отношение силы прижима к массе датчика	10:1

Система сейсмической навигации и позиционирования SWINGS

SWINGS* — это система сейсмической навигации и позиционирования, которая служит для точного спуска сейсморазведочного оборудования, особенно в мелководных и прибрежных зонах. SWINGS является дополнением к системе Q-Borehole. Возможности системы SWINGS включают в себя определение сложной геометрии вертикального пространственного сеймопрофилирования (3D BCI) и проведение сейсмических измерений в процессе бурения. Переносная система SWINGS зарекомендовала себя при проведении полевых работ как обеспечивающая точность и надежность. Такая система навигации и позиционирования существенно расширяет возможности проведения скважинной сейсморазведки, одновременно оптимизируя все ее стадии – планирование, полевые работы, обработку и интерпретацию данных.

Система SWINGS оснащена двояными внутренними 12-канальными приемниками GPS с низким уровнем помех. С помощью GPS, местоположение источников определяется с точностью 3-5 м. Кроме того, SWINGS включает в себя телеметрический СВЧ канал, который постоянно передает данные о расположении источников, качестве коррекций и др. на каротажное оборудование на буровой площадке, где эти данные выводятся в графическом виде на экран компьютера. После каждого взрыва, данные о расположении источников передаются многоцелевой системе сбора данных и построения изображений (MAXIS) для записи вместе с заголовками сейсмической трассы. Такая непосредственная запись устраняет всякие задержки в процессе объединения сейсмических данных и навигационной информации. В автономном режиме, телеметрический канал можно использовать для передачи данных между буровой площадкой и судном с сейсмическими источниками.



Переносная система позиционирования SWINGS состоит из ударопрочного прибора SWINGS (слева), навигационного дисплея и клавиатуры

Технические характеристики этой портативной надежной системы включают:

- двоянные внутренние 12-канальные GPS-приемники
- интерфейс преобразователя давления для контроля давления в пневмоисточнике
- телеметрический СВЧ канал
- вывод данных на дисплей на специализированном пульте управления

Область применения

- Точное размещение и позиционирование сейсмоисточников для проведения всех скважинных сейсмических исследований



Регулятор сейсмоисточника TRISOR

Регулятор сейсмоисточников TRISOR* для системы Q-Borehole был создан на основе регулятора морских сейсмоисточников TRISOR, разработанного лидером отрасли, компанией WesternGeco для того, чтобы обеспечивать стабильные, свободные от шумов цифровые формы импульса наряду с усовершенствованным регулированием источника и контролем качества (КК). Регулятор TRISOR обеспечивает постоянные сигналы с высоким отношением сигнал/шум, требующиеся для проведения усовершенствованных скважинных сейсморазведочных операций.

Кроме того, постоянные сигналы позволяют проводить быструю автонастройку для более эффективных операций, и обеспечивает большую мощность источника. Морская электроника контролирует каждый источник, внутреннее соединение обеспечивается посредством прочного Ethernet — кабеля и осуществляет цифровую связь с наземной системой регистрации данных VSI. Такая конфигурация исключает

искажение данных, которое может произойти с аналоговыми сигналами, передаваемыми по обычным гибким подводным кабелям. Прямое сопряжение с программным обеспечением системы сбора данных VSI позволяет отслеживать наземные и скважинные операции с объединенной приборной панели КК. Это устраняет расхождения в количестве взрывов и обеспечивает точную регистрацию и контроль скважинных данных и положения источников.

TRISOR обеспечивает точность синхронизации источников равную 0,1 мсек. Постоянное отслеживание КК данных TRISOR существенно снижает вероятность продолжения исследований в случае неисправности прибора. Соблюдение мер техники безопасности также является неотъемлемым свойством работы регулятора TRISOR, так как невозможно выстрелить из пушки, если она поднята из воды, а контроллер в этом случае переходит по умолчанию в автоматический режим отключения питания, если кабель отсоединяется либо обнаружена утечка.

Спецификация измерений

	Контроллер морского источника TRISOR
Датчик отметки момента пушки	Разрешение 12-бит при дискретизации 0,1 мсек Усиление: —24 до 24 дБ
ГБЗ	Разрешение 16-бит при дискретизации 0,25 мсек Усиление: —24 до 24 дБ
Датчик глубины	Разрешение 12-бит с одной выборкой на взрыв Погрешность: $\pm 1,5\%$
Датчик давления	Разрешение 12-бит с одной выборкой на взрыв Погрешность: $\pm 2\%$
Дополнительные измерения	Измерение тока, температуры, давления и влажности электроники

Конструкционные параметры

	Контроллер морского источника TRISOR
Номинал температуры	Рабочая температура 5-131°F [5-131°F] Хранение: -40-70°C [—4 — 158°F]
Максимальная рекомендованная рабочая глубина ниже уровня моря	33 фута [10 м]

К другим усовершенствованным функциям TRISOR также относятся:

- Датчик глубины источника – Глубина погружения источника регистрируется при каждом взрыве, однако если измеренная глубина источника выходит за пределы заданного диапазона, то источник блокируется и не может осуществить взрыв.
- Датчик давления источника – Давление источника регистрируется при каждом взрыве. Датчик давления предотвращает искажения формы импульса, из-за колебания давления источника.
- Калиброванный гидрофон ближней зоны (ГБЗ) – Комплексный ГБЗ обеспечивает сигнал лучшего качества по сравнению с обычными гидрофонами, и позволяет осуществлять улучшенную деконволюцию формы исходного импульса

Сфера применения

- Скважинная сейсморазведка, при которой требуется получение высококачественных, единообразных форм импульса с калиброванной амплитудой
- Селективная деконволюция с использованием формы импульса источника
- Эффективный расчет коэффициента затухания сигнала от источника до скважинного датчика, с использованием формы импульса в ближней зоне для расчета калиброванных форм импульса в дальней зоне.

Система Q-Borehole

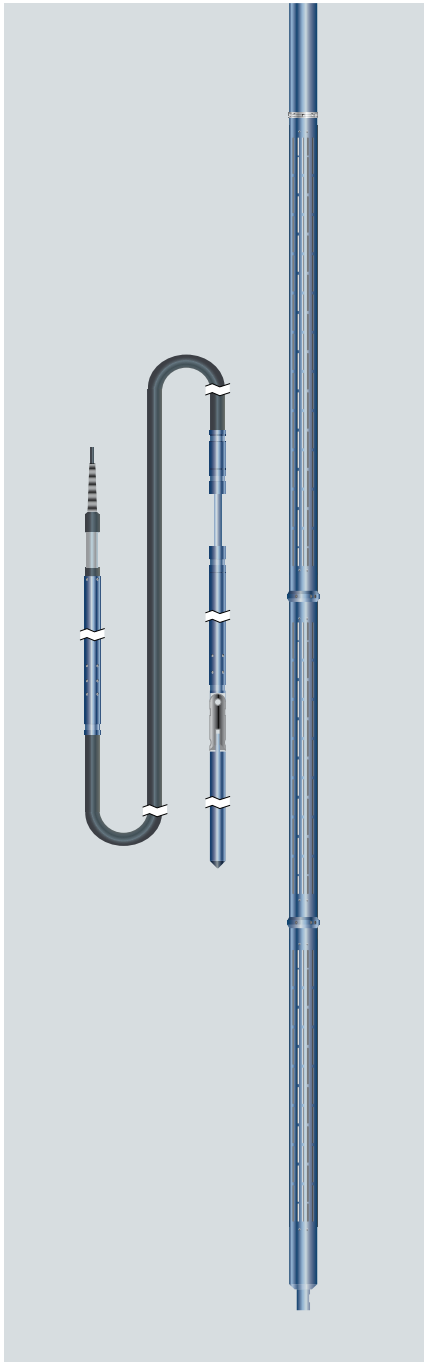
Система Q-Borehole позволяет проводить одновременную регистрацию скважинных и наземных сейсмических данных с системами датчиков WesternGeco Q-Land и Q-Marine, а также с многокомпонентной сейсмической системой Q-Seabed. Многофункциональный сейсмический зонд VSI полностью контролируется наземной регистрирующей аппаратурой в целях сокращения времени проведения работ и позволяет построить изображения с высоким пространственным разрешением.

Области применения:

- Калибровка данных наземной сейсмики
- Совместная обработка данных сейсмокаротажа, наземной и скважинной сейсмики
- Совместный доступ к данным наземной и скважинной сейсмики для быстрой обработки и интерпретации



Метод глубокого сканирования пород при помощи межскважинного сейсмического просвечивания.



Метод межскважинного сейсмического просвечивания позволяет достичь до 100-кратного увеличения разрешения по сравнению с методами поверхностной сейсмоки посредством уникального комбинирования скважинных акустических источников и сейсмических датчиков.

Наличие межскважинных сейсмических разрезов высокого разрешения дает возможность операторам вырабатывать действенную стратегию планирования и оптимизации разработки месторождений на протяжении всего периода их эксплуатации.

Метод межскважинного сейсмического просвечивания предполагает использование скважинных источников и приемников, помещаемых на уровне пласта-коллектора.

Для получения сейсмических разрезов с вертикальным разрешением в 1,5 м акустическая энергия передается от источника к приемнику через исследуемый интервал. Для ускорения процесса регистрации данных пьезоэлектрический источник, как правило, перемещается в скважине. Скорости разреза, коэффициенты отражения волн и другие акустические параметры регистрируются для характеристики исследуемых пластов-коллекторов как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении.

Области применения

- Определение параметров пластов-коллекторов
- Поиск пропущенных залежей углеводородов
- Оптимизация разработки месторождений
- Контроль за закачкой углекислого газа в пласт
- Контроль за закачкой воды в пласт
- Контроль за разработкой нетрадиционных газовых коллекторов
- Разработка тяжелых нефтей с закачкой пара в пласт

Расстояния между скважинами в методе межскважинного сейсмического просвечивания

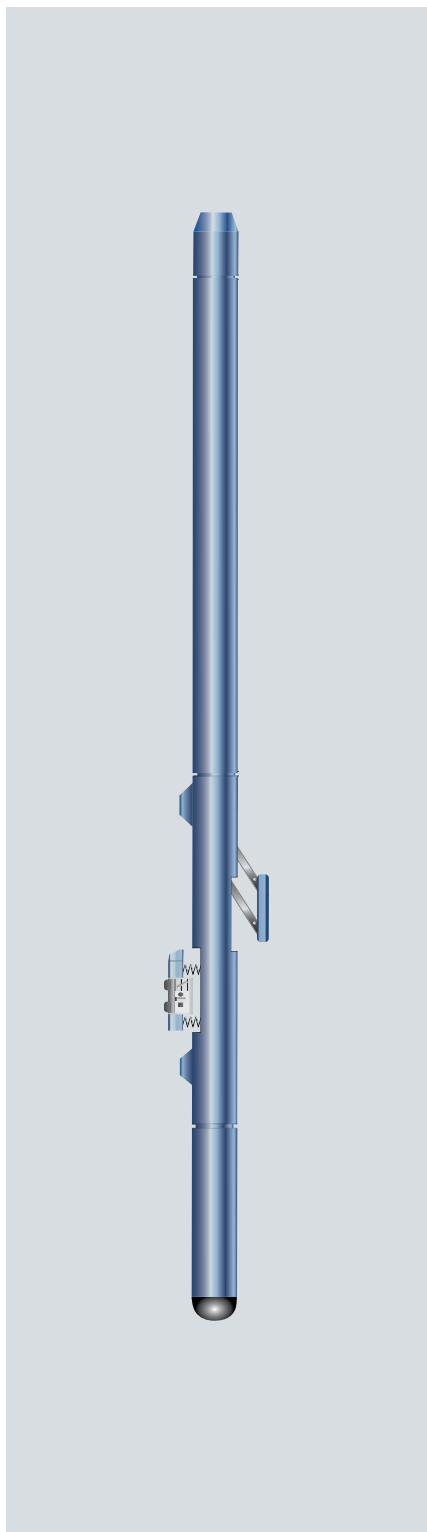
Скважина с погруженным источником	Скважина с погруженным приемником	Расстояния между скважинами, м
Обсаженный ствол	Обсаженный ствол	30-1000 м [100-3280 футов]
Открытый ствол	Открытый ствол	30-1000 м [100-3280 футов]

Механические характеристики приборов

	Пьезоэлектрический Источник	Гидрофон-Приемник
Максимальная температура	150°C	177°C [350 F]
Максимальное давление	69 МПа	69 Мпа [10000 psi]
Мин. диаметр скважины, см (футы)		
Открытый ствол	11,5 см [4,5 фута]	5,7 см [2,25 фута]
Обсаженный ствол	11,5 см [4,5 фута]	5,7 см [2,25 фута]
Макс. диаметр скважины, см (футы)		
Открытый ствол	нет ограничений	нет ограничений
Обсаженный ствол	нет ограничений	нет ограничений
Наружный диаметр прибора	8,9 см [3,5 фута]	4,2 см [1,6875 фута]
Длина, м (футы)	5,24 м [17,2 фута]	Двадцать уровней, 5 фут. интервал: 36 м [118 футов] Двадцать уровней, 10 фут. интервал: 66,4 м [218 футов]
Ограничения по типу жидкости в скважине и массе прибора:	нет ограничений по жидкости	нет ограничений по жидкости
Частотный спектр, Гц	100-2 000	100-4 000

CSI

Комбинируемый сейсмический сканер



Комбинируемый сейсмический сканер CSI* — это трехкомпонентный скважинный сейсмический прибор, предназначенный для применения в обсаженных и необсаженных скважинах. Конструкция сканера CSI предусматривает полную изоляцию компонентов датчика от корпуса прибора во время проведения сейсмической съемки. Компактность и малый вес модуля датчика и большая прижимная сила прибора к стенке скважины способствуют обеспечению оптимального акустического контакта даже в рыхлых породах. Это служит гарантией высокого качества получаемых сейсмических данных. Приборы CSI могут соединяться в косы при помощи

гибких или жестких соединений, он полностью совместим с другими каротажными приборами. Спуск прибора производится на кабеле, с помощью комплекта для сложных условий TLC* или на скважинном тракторе.

Применение

- Определение глубинно-временной зависимости (годографа)
- Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)

Характеристики измерений

	Сканер CSI
Регистрируемые данные	Сейсмические волновые картины отражений от границ пласта
Скорость каротажа	Стационарный вид исследования Запись импульсов: 1-, 2- или 4-мс
Количество зондов в косе	До 4
Блок датчика	
Длина	61,98 см [24,4 дюйма]
Масса	19 кг [9,9 фунтов]
Датчик	Геофон-акселерометр (GAC-A)
Чувствительность	>0,5 В/г ± 5%
Собственная частота датчика	25 Гц Частотный спектр регистрируемого сигнала: от 2 до 200 Гц
Динамический диапазон	90 дБ
Искажения	<-60 дБ
Разрядность АЦП	16-битовая
Совместимость	Совместим с большинством приборов
Специальное применение	Спуск на кабеле, спуск с помощью комплекта для сложных условий TLC, спуск на скважинном тракторе

Механические характеристики

сканер CSI	
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм]
Мин. диаметр скважины	12,45 см [4,9 дюйма]
Макс. диаметр скважины	48,26 см [19 дюймов] С удлинителем: 55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	11,75 см [4 $\frac{5}{8}$ дюйма] Без учета зазора: 10,16 см [4 дюйма]
Длина	5,42 м [17,8 футов]
Масса	123 кг [271 фунт]
Прочность на натяжение	222 240 Н [50 000 фунтов]
Прочность на сжатие	19 570 Н [4 400 фунтов]
Муфта	
Усилие фиксации якоря	2 800 Н [630 фунтов] в стволе диам. 12,70 см [5 дюймов] 3 200 Н [719 фунтов] в стволе диам. 25,40 см [10 дюймов] 5 000 Н [1 124 фунта] в стволе диам. 28,26 см [19 дюймов]
Сила прижима блока датчика	1 067 Н [240 фунтов]
Отношение силы прижима к массе датчика	10:1

Q-Borehole Explorer

Высокопроизводительная виброустановка на колесной базе с широкополосным выходом сейсмического сигнала

Новая сейсмическая виброустановка Q-Borehole Explorer* предназначена для проведения скважинных сейсмических исследований глубоко залегающих горизонтов и в породах сложного строения, при этом обеспечивается повышенная безопасность работ, высокое качество получаемых данных и надежность, присущая традиционным виброустановкам на колесной базе.

В установке используется метод возбуждения сейсмического сигнала MD Sweep*, характеризующийся максимальным смещением пород во время воздействия свипа с усилением в области низкочастотной части спектра, позволяющий генерировать мощный широкополосный сигнал с низким уровнем искажений, соответствующий требованиям, предъявляемым к современным скважинным сейсмическим исследованиям. Метод MD Sweep позволяет достичь полной мощности на предельной амплитуде колебаний вибрационного источника Q-Borehole Explorer за счет оптимальной регулировки ускорения колебаний и силы давления на грунт в момент генерирования свип-сигнала. В результате испытаний было установлено, что такой метод формирования свип-сигнала позволяет увеличить частотный диапазон на половину октавы в области нижних частот при полной выходной мощности.



Конструкция автомобиля оптимизирована для передвижения как по трассе с твердым покрытием, так и в условиях бездорожья. Виброисточнику Q-Borehole Explorer не требуется трейлер для доставки к месту работ и обратно. Автомобильный виброисточник соответствует требованиям, предъявляемым к дорожным транспортным средствам в США. Восемь ведущих колес и большой клиренс обеспечивают великолепную проходимость. Вес автомобильного виброисточника равномерно распределен на четыре ведущих моста для обеспечения устойчивости и снижения нагрузки на грунт в месте выполнения работ. В результате этого виброисточник имеет отличный

контакт с грунтом, а усовершенствованная гидравлическая система позволяет генерировать низкочастотные импульсы повышенной мощности.

Применение

- Все виды наземных скважинных сейсмических исследований в США, для выполнения которых требуется мощный широкополосный виброисточник с низким уровнем искажений
- Применяется при проведении работ по оценке акустической жесткости пород под забоем скважины.

Механические характеристики

	Виброустановка на колесной базе Q-Borehole Explorer
Длина транспортного средства	11,13 м [438 дюймов]
Колесная база	6,73 м [265 дюймов]
Ширина транспортного средства	2,56 м [101 дюйм]
Высота транспортного средства	13,84 м [51 дюйм]
Масса брутто транспортного средства	27 000 кг [59 000 фунтов]
Макс. давление плиты на грунт	24 500 кг [54 000 фунтов]
Макс. гидравлическое усилие	267 000 Н [60 000 фунт-силы]
Клиренс основания во время движения	33 см [13 дюймов]
Максимальная скорость транспортного средства†	113 км/ч [70 миль/ч]
Соблюдение нормативов выбросов	Двигатели: Стандарты Агентства по охране окружающей среды США для шт. Калифорния и континентальной части США
Рабочая температура окружающей среды	От —34 до 54°C [От —30 до 130°F]

† В зависимости от местных нормативов и дорожных условий

Иные наземные сейсмоисточники

Компания Schlumberger поставляет наземные скважинные сейсмоисточники, подходящие для любого вида местности.

На ровной местности самая высокая продуктивность (число возбуждений в час) достигается с помощью вибрационных сейсмоисточников, особенно при использовании метода вибрационных сейсмических исследований высокой точности HFVS™. Диапазон частот и мощность источника регулируются в соответствии с требованиями исследования.

На пересеченной или заболоченной местности, куда доступ автомобилей-вибрационных сейсмоисточников ограничен, лучше использовать подземный/подводный пневматический сейсмоисточник. Он безопасен в использовании и обеспечивает стабильную широкую полосу частот, идеальную для геометрии исследования с нулевым или фиксированным смещением. Малогабаритный корпус пневмоисточника обеспечивает простоту бурения скважины, его размещения и извлечения.

Взрывные (динамитные) источники легки и обеспечивают широкую полосу частот. Они идеальны при подвижных схемах расположения сейсмоисточников, например при проведении исследований с отходом на пересеченной или заболоченной местности.

Области применения

- ВСП-исследования с фиксированной или подвижной схемой расположения сейсмоисточников
- Сейсмоисточники для любого вида местности



Морские источники сейсмических колебаний

Компания Шлюмберге предлагает ряд стандартных сейсмических источников различной мощности. Источники сконструированы для генерирования предсказуемого сигнала со стабильными характеристиками. Все источники проходят метрологические испытания, включающие регистрацию характеристик сигналов удаленного поля. Спектральные характеристики сигналов регистрируются для различных глубин погружения источников, рабочих давлений и объемов камер сжатия. Все источники сертифицированы по параметрам безопасности и надежности в эксплуатации. При работе с морским контроллером Trisor регистрируется полный набор параметров, позволяющих контролировать работу источников.

Области применения

- Глубоководные сейсмические исследования и исследования в глубоких скважинах

- Исследования методами Вертикального Сейсмического Профилирования (ВСП): ВСП с нулевым выносом, Непродольное ВСП, Уровненное ВСП, 3Д ВСП и сейсмика во время бурения с приборами Seismic Vision.
- Подсолевое картирование
- Сейсмические исследования на мелководье
- Работы по регистрации параметров калибровки сейсмических исследований: анизотропии и изменения амплитуды сейсмического сигнала с удалением (AVO)
- Контроль стабильности и сравнение сигналов источника для повторяемых сейсмических исследований
- Все области скважинной сейсмики, требующие сейсмического сигнала высокого качества со стабильными параметрами и калиброванной амплитудой



Рекомендации по использованию сейсмических источников

Сейсмокаротаж	Один сейсмический источник
Сейсмокаротаж в глубоких скважинах	Сборка из двух или трех сейсмических источников
ВСП	Сборка из двух или трех сейсмических источников
ВСП, НВСП или Уровненное ВСП глубокие скважины	Одна или две сборки из шести сейсмических источников
ВСП, НВСП или Уровненное ВСП или 3Д сверхглубокие скважины	Одна или две сборки из шести сейсмических источников или сейсмическое судно

Примеры спецификаций сейсмических источников

Источник	Глубина, м (футы)	Объем, л (дюймов ³)	Давление на выходе, МПа (psi)	Амплитуда сигнала от нуля, Бар.м	Амплитуда сигнала между экстремумами, Бар.м	Отношение максимальной амплитуды к амплитуде осцилляции
Один источник	5 м [16,4 фута]	2,5 л [150 дюймов ³]	14 МПа [2000 psi]	3,0	5,3	4,4
Сборка из двух источников	3 м [98 фута]	4,9 л [300 дюймов ³]	14 МПа [2000 psi]	5,2	9,2	7,5
Сборка из трех источников	5 м [16,4 фута]	7,4 л [450 дюймов ³]	14 МПа [2000 psi]	6,7	12,2	12,2
Сборка из трех источников большого объема	5 м [16,4 фута]	12,3 л [750 дюймов ³]	14 МПа [2000 psi]	8,3	14,8	15,1
Сборка из шести источников	5 м [16,4 фута]	19,7 л [1200 дюймов ³]	14 МПа [2000 psi]	14,0	23,1	21,5
Гипер-сборка с низкочастотным выходом сигнала	5 м [16,4 фута]	24,6 л [1500 дюймов ³]	20 Мпа [3000 psi]	18,4	29,0	22,6

**Испытание пластов
и отбор проб пластовых
флюидов**

Модульные динамические испытатели пластов MDT Forte (для работы в сложных условиях) и MDT Forte-НТ (для работы в высокотемпературных условиях)

Соответствующие самым высоким требованиям модульный динамический испытатель пластов для работы в сложных условиях MDT Forte* и высокотемпературный испытатель пластов MDT Forte-НТ* являются модернизированными версиями широко распространенных модульных динамических испытателей пластов MDT. В результате модернизации повысилась надежность и эффективность, расширилась область применения испытателей пластов MDT, снизился уровень производственного риска. Испытатели пластов MDT Forte и MDT Forte-НТ спускаются в скважину вместе с фокусированным прижимным зондом Quicksilver Probe* и радиальным зондом Saturn* 3D для проведения анализа пластового флюида (DFA) с помощью комплексного анализатора флюида InSitu Fluid Analyzer*, а также отбора проб и проведения гидродинамических исследований. Надежность этих устройств позволяет проводить работы в самых сложных промышленных условиях.

Комплексные квалификационные испытания конструкции, компонентов и всей системы испытателей пластов показали, что пластоиспытатели MDT Forte и MDT Forte-НТ устойчивы к высокому уровню вибрации: от низкочастотных колебаний во время транспортировки до сильных ударов и высокоамплитудных вибраций в скважине при высокой температуре. В модернизированной электронной системе пластоиспытателей применяются электронные компоненты поверхностного монтажа на ударопрочном шасси для повышения устойчивости электроники в сложных условиях работы. Испытатели пластов прошли квалификационные испытания с общей наработкой 100 часов при температуре до 204°C (400°F), что дока-

зало их пригодность для эксплуатации в самых сложных условиях, включая спуск в глубоководные скважины, спуск на колонне бурильных труб, работу в скважинах с высоким давлением и высокой температурой, а также их применимость для работы на удаленных месторождениях.

Инновационная модульная конструкция испытателей пластов MDT Forte и MDT Forte-НТ обеспечивает возможность адаптации их компонентов к различным условиям эксплуатации:

- Наличие телеметрической системы со значительно расширенными возможностями означает, что длина колонны ограничивается только прочностью кабеля и скважинными условиями. Возможность комбинирования приборов для выполнения нескольких задач исследования за одну спускоподъемную операцию значительно сокращает затраты и повышает эффективность работ.
- Кварцевый манометр нового поколения Axton* с динамической компенсацией имеет рабочий диапазон температуры и давления до 410°F (210°C) и 31 500 фунтов/кв.дюйм (217 МПа), соответственно. Калибровка в диапазоне до 30 000 фунтов/кв.дюйм (207 МПа) и 374°F (190°C) или в диапазоне до 20 000 фунтов/кв.дюйм (138 МПа) и 392°F (200°C) обеспечивает постоянство метрологических характеристик с точностью и разрешением, соответствующим стандартным условиям.
- Высокотемпературный датчик плотности пластового флюида InSitu Density* помогает справляться с различными задачами, возникающими

в ходе отбора проб в пластах с высоким давлением и температурой за счет контроля уровня загрязнения в дополнение к определению композиционного градиента и градиентов пластовых флюидов.

- Модуль двойного пакера состоит из двух надувных пакерных элементов асимметричной формы. Такая конструкция позволяет снизить риск прихвата и необходимость проведения ловильных работ, а повышенная прочность, более продолжительный цикл работы до замены, большее количество измерений за одну спускоподъемную операцию позволяют значительно сократить время простоев. Изоляция межпакерного интервала производится за счет плотного прилегания накачиваемых буровым раствором резиновых элементов двойного пакера к стенкам скважины, что обеспечивает высокую точность измерений давления и отбора проб в условиях малопроницаемых, тонкослойных и трещиноватых пластов.
- Уплотнительные кольца испытателя пластов MDT Forte-НТ выполнены по передовой технологии с применением углеродных нанотрубок. Этот новый материал отличается высокой прочностью, что делает инструмент устойчивым к самым сложным скважинным условиям, обеспечивает повышенную герметичность при отборе и сохранении проб высокого давления и высокой температуры.

- Передовые глубинные насосы отличаются большим диапазоном расходов, длительным временем работы, устойчивостью к закупорке и высокому содержанию твердых частиц и рассчитаны на обширный диапазон эксплуатационных условий: от стандартных, до работы в условиях аномально высокого давления.
- Мультипробоотборные модули используются для отбора и подъема на поверхность высококачественных проб пластовых флюидов для PVT анализа. Камера SMPC мультипробоотборного контейнера рассчитана на работу в условиях высокого давления и температуры и оборудована системой компенсации давления для отбора однофазных проб

Применение

- Сложные условия эксплуатации: глубоководные скважины, удаленные месторождения, спуск и подъем на колонне буровых труб, работа в условиях высокого давления и температуры, работа в сложных условиях
- Измерение пластового давления
- Точное определение градиентов давления и флюидальных контактов
- Определение характеристик пластового флюида при помощи глубинного анализа DFA
- Определение композиционного градиента углеводородов
- Отбор проб пластового флюида
- Обеспечение однофазного состояния пластового флюида и чистоты при отборе глубинных проб
- Определение гидродинамической разобщенности и наличия границ пластов
- Измерение проницаемости и анизотропии проницаемости
- Гидродинамическое моделирование разработки пласта (моделирование при помощи уравнений состояния)
- Определение градиента содержания асфальтенов и моделирование тяжелых фракций при помощи уравнений состояния
- Обнаружение летучей нефти и газового конденсата
- Определение газового фактора (GOR) и газоконденсатного фактора (GCR)
- Определение величины минимального горизонтального напряжения в пласте

Характеристики измерений

	Испытатель пластов MDT Forte	Испытатель пластов MDT Forte-HT
Регистрируемые данные	Пластовое давление; пробы флюида со сверхнизким уровнем загрязнения; анализ скважинного флюида; давление в выкидной линии, удельное электрическое сопротивление, температура; проницаемость и анизотропия проницаемости; величина минимального горизонтального напряжения в пласте	Манометр Axton: 207 МПа [от 0 до 30 000 фунтов/кв.дюйм] до 190°C [374°F] и 138 МПа [от 0 до 20 000 фунтов/кв.дюйм] до 200°C [392°F] [†] Сопротивление: от 0,01 до 20 Ом.м Температура: от —40 до 204°C [от —40 до 400°F]
Скорость каротажа	Стационарный вид исследования	Стационарный вид исследования
Диапазон измерений	Кварцевый манометр: от 5 до 103 МПа [от 750 до 15 000 фунтов/кв.дюйм] Сопротивление: от 0,01 до 20 Ом.м Температура: от —40 до 177°C [от —40 до 350°F]	Манометр Axton: 207 МПа [от 0 до 30 000 фунтов/кв.дюйм] до 190°C [374°F] и 138 МПа [от 0 до 20 000 фунтов/кв.дюйм] до 200°C [392°F] [†] Сопротивление: от 0,01 до 20 Ом.м Температура: от —40 до 204°C [от —40 до 400°F]
Разрешение	Кварцевый манометр: 55 Па [0,008 фунта/кв.дюйм] при времени счета 1,3 с Сопротивление: 0,001 Ом.м Температура: 0,5°C [1,0°F]	Манометр Axton: 55 Па [0,008 фунта/кв.дюйм] при времени счета 1 с Сопротивление: 0,001 Ом.м Температура: 0,5°C [1,0°F]
Погрешность	Кварцевый манометр: ±13 789 Па [2 фунта/кв.дюйм]+ 0,01% от показаний] [‡] Сопротивление: ±0,01 Ом.м Температура в выкидной линии ±0,5°C [±1,0°F]	Манометр Axton: ±13 789 Па [±2,0 фунта/кв.дюйм] для типового рабочего диапазона ВДВТ [>100°C] [>212°F] и >103 МПа [15 000 фунтов/кв.дюйм] и ±41 368 Па [±6,0 фунтов/кв.дюйм] для полного диапазона [‡] Сопротивление: 0,01 Ом.м Температура в выкидной линии ±0,2° С [±0,5°F]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ	НЕТ
Совместимость	Полная совместимость с радиальным зондом Saturn 3D, фокусированным прижимным зондом Quicksilver Probe, комплексным анализатором флюида InSitu Fluid Analyzer. Спуско-подъем на кабеле, бурильных трубах, а также на вездеходном кабельном тракторе UltraTRAC	
Специальное применение	Анализ скважинного флюида в пластовых условиях, интервальные гидродинамические испытания (IPTT) с регистрацией КВД, стресс-тест	

[†] Рабочий диапазон до 204°C (400°F), калибровка по умолчанию до 200°C (392°F), калибровка для более высокой температуры выполняется по требованию.

[‡] С учетом погрешностей, гистерезиса, повторяемости и допуска на старение датчика; соответствующий процент от измеренного давления учитывает неточность калибровочного оборудования

Механические характеристики

	Испытатель пластов MDT Forte	Испытатель пластов MDT Forte-HT
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	204°C [400 гр. F]
Макс. рабочее давление	138, 172, 207 МПа [20 000, 25 000, 30 000 фунтов/кв.дюйм]	138 МПа [20 000 фунтов/кв. дюйм]
Мин. диаметр скважины	20 000 фунтов/кв. дюйм: 14,41 см [5 ⁵ / ₈ дюйма] 25 000 и 30 000 фунтов/кв. дюйм: 14,92 см [5 ⁷ / ₈ дюйма]	14,41 см [5 ⁵ / ₈ дюйма]
Макс. диаметр скважины	55,88 см [22 дюйма]	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр [†]	20 000 фунтов/кв. дюйм: 12,07 см [4,75 дюйма] 25 000 фунтов/кв. дюйм: 12,70 см [5 дюймов] 30 000 фунтов/кв. дюйм: 13,33 см [5,25 дюйма]	12,07 см [4,75 дюйма]
Длина	Зависит от конфигурации	Зависит от конфигурации
Масса	Зависит от конфигурации	Зависит от конфигурации
Удары и вибрация	Ударопрочность электронного оборудования: 250 г Способность передачи вибрации: 3,0 г, от 10 до 450 Гц	Ударопрочность электронного оборудования: 250 г Способность передачи вибрации: 3,0 г, от 10 до 450 Гц
Прочность на натяжение	711 700Н [160 000 фунт-сил]	711 700 Н [160 000 фунт-сил]
Прочность на сжатие [‡]	378 100 Н [85 000 фунт-сил]	378 100 Н [85 000 фунт-сил]

[†] Только испытатель без зонда

[‡] При 15 000 фунтов/кв. дюйм и 320°F, прочность на сжатие зависит от температуры и давления.

MDT Модульный динамический испытатель пластов на кабеле



Модульный динамический испытатель пластов MDT обеспечивает возможность проведения быстрых и точных многократных замеров пластового давления, а также используется для проведения многократного отбора представительных глубинных проб пластового флюида из нескольких пластов. Использование аппаратуры MDT позволяет проводить исследования для определения проницаемости и анизотропии проницаемости посредством проведения интервальных испытаний с записью кривых КПД/КВД. Аппаратура MDT также может использоваться для проведения специальных исследований для определения минимального горизонтального напряжения (стресс-тесты) или микрогидроразрывы. За счет модульной конструкции прибора и возможности его комплексирования практически со всеми измерительными системами компании Schlumberger использование аппаратуры MDT позволяет решать различные задачи на этапах разведки и разработки месторождений. С целью поддержания описываемой скважинной аппаратуры для оценки и разработки коллекторов на современном уровне продолжается постоянное усовершенствование платформы MDT с привлечением новых измерительных технологий.

Основными модулями MDT являются:

- Модуль питания электроники (MRPC) осуществляет преобразование поступающего с устья тока в ток питания различных модулей прибора
- Гидравлический силовой модуль (MRHY) состоит из электродвигателя и насоса, служащих гидравлическим приводом для приведения стандартных прижимных зондов на пакере с одиночными и удаленными по стволу скважины зондами в рабочее (прижимное) и транспортировочное (сложенное) положение. В модуле MRHY имеется аккумулятор, обеспечивающий автоматическое складывание зондов в случае нарушения электропитания, что позволяет избежать прихвата приборов.

- Стандартный измерительный модуль (прижимной зонд) — (MRPS) состоит из пакера и двух выдвижных ножек прижимного типа, манометров, датчиков удельного электрического сопротивления и температуры отбираемой жидкости, а также отборные камеры для замеров пластового давления (стандартных испытаний) объемом 20 см³ [0,005 галлона]. В состав MRPS входит как тензодатчик, так и точный кварцевый манометр с высокой разрешающей способностью и малой инерционностью. Объем отбираемой жидкости, минимальные значения депрессии при отборе при проведении замера пластового давления могут задаваться и контролироваться с устья, а также регулироваться в зависимости от коллекторских свойств исследуемых интервалов и условий в скважине.
- Три типа пробоотборных камер (MRSC) следующего объема: 1 галлон, 2,75 галлона или 6 галлонов (3,8; 10,4 или 22,7 л). Отборные камеры могут поставляться в сероводородостойком или обычном исполнении.

Область применения

- Многократные замеры пластового давления и профилирования пластового давления.
- Отбор глубинных проб пластового флюида и глубинный анализ пластового флюида
- Определение значений подвижности флюида в пласте (эффективной проницаемости)
- Определение проницаемости и анизотропии проницаемости
- Определение напряжений в пласте (стресс-тесты)

Метрологические характеристики стандартного прибора MDT

	Погрешность	Разрешающая способность	Диапазон
Скорость каротажа	Стационарно	Стационарно	Стационарно
Тензодатчик	±68947 Па [±10 psi]	689 Па [0,1 psi]	от 0 до 69 МПа [от 0 до 10000 psi]
	±137895 Па [±20 psi]	1379 Па [0,2 psi]	от 0 до 138 МПа [от 0 до 20000 psi]
Кварцевый манометр CQG †	13789 Па [±2 psi] + 0,01% от показания	69 Па [0,01 psi]	от 5 до 103 МПа [от 750 до 15000 psi]
	27579 Па [±4,0 psi]+0,012% от показания	69 Па [0,01 psi]	от 0 до 172 МПа [от 0 до 25000 psi]
УЭС	±5% от показания	0,001 Ом·м	от 0,01 до 20 Ом·м
Температура в гидравлической системе	±0,5°C [± 1,0°F]	0,5°C [1,0°F]	от -55 до 200°C [от -67° до 392°F]

†30 000 psi [207 МПа] деформационный датчик (для измерения давления) — доступен по требованию.

† Имеется несколько вариантов исполнения манометра CQG. Максимальные значения рабочей температуры и давления для манометров CQG-C и CQG-G составляют 15000 psi [103 МПа] и 350°F [172°C].

Максимальные значения рабочей температуры и давления для манометра HCQG-A составляют 25000 psi [172 МПа] и 350°F 30 000 psi [207 МПа] кварцевый датчик (для измерения давления) — доступен по требованию.

§Цена деления в 2- и 4 psi учитывает калибровочную ошибку, эффект гистерезиса, ошибку на воспроизводимость измерений и некоторое допущение на изнашивание прибора; соответствующие проценты от замеров давления учитываются при неточности калибровочного оборудования.

Физические характеристики основных модулей прибора MDT

	MRPC	MRHY	MRSC	MRPS
Макс. рабочая температура	200°C [392°F]	200°C [392°F]	200°C [392°F]	200°C [392°F]†
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi] †
Мин. диаметр скважины	14,29 см [5 5/8 дюйма]	14,29 см [5 5/8 дюйма]	14,29 см [5 5/8 дюйма]	Стандартно: 14,29 см [5 5/8 дюйма] Комплект для скважин большого диаметра: 21,59 см [8 1/2 дюйма] Комплект для скважин очень большого диаметра: 29,21 см [11 1/2 дюйма]
Макс. диаметр скважины	Без ограничений	Без ограничений	Без ограничений	Стандартно: 35,56 см [14 дюймов] Комплект для скважин большого диаметра: 48,26 см [19 дюймов] Комплект для скважин очень большого диаметра: 55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	12,07 см [4,75 дюйма]	12,07 см [4,75 дюйма]	12,07 см [4,75 дюйма]	Стандартно: 12,07 см [4,75 дюйма] Комплект для скважин большого диаметра: 19,05 см [7,5 дюйма] Комплект для скважин очень большого диаметра: 10,5 дюйма
Длина	1,52 м [4,98 фута]	2,57 м [8,42 фута]	2,45 м [8,04 фута]	1,91 м [6,25 фута]
Масса	73 кг [160 фунтов]	125 кг [275 фунтов]	102 кг [225 фунтов]	91 кг [200 фунтов]
Макс. усилие при растяжении‡	711710 Н [160000 фунт-сил]	711710 Н [160000 фунт-сил]	711710 Н [160000 фунт-сил]	711710 Н [160000 фунтов-сил]
Макс. усилие при сжатии‡	378100 Н [85000 фунт-сил]	378100 Н [85000 фунт-сил]	378100 Н [85000 фунт-сил]	378100 Н [85000 фунт-сил]
Антикоррозийное исполнение	Да	Да	Да	Да

† За исключением кварцевого манометра, максимальные значения рабочего давления и температуры модуля MRPS составляют, соответственно, 20000 psi [138 МПа] и 293 °F [200°C].

‡ Эти характеристики могут сократить зависимость от применения кварцевого манометра, различные варианты которого имеют различные характеристики по максимальному рабочему давлению и температуре.

‡ При 15000 psi [103 МПа] и 320°F [160°C]. Данные характеристики относятся ко всем модулям MDT за исключением модуля с двумя пакерами MPRA. Значение нагрузки при сжатии зависит от температуры и давления.

Радиальный зонд Saturn 3D



Общая площадь поверхности притока радиального зонда Saturn 3D равна 512,5 кв. см (79,44 кв. дюймам), т.е. на 1200% больше, чем у традиционного испытателя пластов с прижимным зондом. Это позволяет проводить испытания в тех условиях, где ранее это не представлялось возможным:

- в низкопроницаемых пластах
- в коллекторах с высоковязкой нефтью
- в слабосцементированных породах
- в коллекторах с околокритическим пластовым флюидом
- в условиях неровностей стенок ствола скважины

Радиальный зонд Saturn 3D обеспечивает высокое качество и достоверность замеров давления при подвижности всего лишь 0,01 мД/сП. Минимальное влияние сжимаемости флюида в системе «прибор-пласт» на результаты измерений и значительное снижение чувствительности зонда к эффекту суперчарджинга (повышенное давление в призабойной зоне) сделали возможным применение Saturn 3D в породах с чрезвычайно низкой проницаемостью.

По периметру радиального зонда Saturn 3D находятся четыре самогерметизирующихся входных порта, расположенных по окружности через 90°. Эти четыре отверстия изолируются от ствола скважины одним и тем же надувным пакером, который прижимается к стенкам скважины большой уплотняющей поверхностью, что обеспечивает равномерный отбор флюида по всей окружности, в отличие от точечного притока традиционных прижимных зондов. Большая площадь отбора флюида из пласта обеспечивает вызов и поддержание притока высоковязких жидкостей из малопроницаемых или слабосцементированных пород. Радиальный зонд Saturn 3D позволяет быстро удалять фильтрат бурового раствора и отбирать чистый пластовый флюид для глубинного анализа (DFA) и отбора проб.

Преимущество радиального зонда по сравнению с традиционными заметно уже при подвижности флюида 500 мД/сП и становится еще заметнее при дальнейшем снижении подвижности. При подвижности менее 10 мД/сП радиальный зонд Saturn становится наиболее предпочтительным решением, так как обычные зонды даже сверхбольшого диаметра, как правило, не способны вызвать приток пластового флюида.

Резиновые детали, изготовленные по собственной технологии, отличаются повышенной гибкостью при герметизации зонда в условиях неровностей стенок ствола скважины, при этом, как уже отмечалось выше, дополнительная герметизация обеспечивается за счет самогерметизирующихся всасывающих портов. Кроме того, радиальная конструкция зонда позволяет удерживать слабосцементированные породы, снижает риск обрушения стенок скважины и закупорки прокачивающих линий пластоиспытателя.

Применение

- Отбор проб пластового флюида
- Глубинный анализ флюида
- Измерение пластового давления
- Определение градиентов давления флюидов
- Измерение проницаемости в удаленной зоне пласта и определение анизотропии проницаемости
- Оптимизация программы испытания скважины

Характеристики измерений

Зонд Saturn	
Регистрируемые данные	Сверхчистые пробы пластового флюида, пластового давления, подвижность флюида, глубинный анализ флюида, анизотропия проницаемости
Скорость каротажа [†]	Стационарный вид исследования
Диапазон измерений	Приборы, указанные с учетом условий работ и пластовых условий
Разрешение	Приборы, указанные с учетом условий работ и пластовых условий
Погрешность	Приборы, указанные с учетом условий работ и пластовых условий
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ
Совместимость	Полная совместимость с модульным динамическим испытателем пластов MDT и датчиками семейства InSitu Family*
Специальное применение	Низкопроницаемые коллекторы, вязкие нефти, предельно насыщенные флюиды, слабосцементированные породы, неровные стволы скважин

[†] С учетом погрешностей, гистерезиса, повторяемости и допуска на старение датчика; соответствующий процент от измеренного давления учитывает неточность калибровочного оборудования.

Механические характеристики

Зонд Saturn	
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм] Исполнение для высокого давления: 172 МПа [25 000 фунтов/кв.дюйм] Версия для сверхвысокого давления: 207 МПа [30 000 фунтов/кв.дюйм]
Мин. диаметр скважины	Версия для стволов диам. 7 дюймов: 20,0 см [7 7/8 дюйма] Версия для стволов диам. 9 дюймов: 25,08 см [9 7/8 дюйма]
Макс. диаметр скважины	Версия для стволов диам. 7 дюймов: 24,13 см [9 1/2 дюйма] Версия для стволов диам. 9 дюймов: 36,83 см [14 1/2 дюйма]
Макс. овализация	20%
Наружный диаметр	Корпус: 12,06 см [4,75 дюйма] Версия приемного узла диам. 7 дюймов: 17,78 см [7 дюймов] Версия приемного узла диам. 9 дюймов: 22,23 см [8,75 дюйма]
Длина	1,74 м [5,7 фута] С модульным зондом электронной системы [MRSE]: 3,78 м [12,4 фута]
Масса [†]	Версия для стволов диам. 7 дюймов: 175 кг [385 фунтов] Версия для стволов диам. 9 дюймов: 220 кг [485 фунтов]
Прочность на растяжение	Зависит от давления и температуры в стволе скважины
Прочность на сжатие	Зависит от давления и температуры в стволе скважины

[†] В воздухе, в полностью собранном состоянии

Quicksilver Probe*

Фокусированный прижимной зонд



Quicksilver Probe* — технология отбора проб на кабеле позволяет отбирать пробы пластового флюида, которые во многих случаях имеют уровень загрязнения фильтратом бурового раствора не поддающийся измерению. Кроме того, время отбора проб значительно меньше по сравнению с традиционными методами отбора проб в открытом стволе. К другим усовершенствованиям по сравнению со стандартными пробоотборниками относится уменьшение риска прихвата прибора и более достоверные лабораторные результаты PVT-анализа.

Конструкционной особенностью инновационного фокусированного прижимного зонда являются концентрические пакера с независимыми стоками, предназначенными для того, чтобы эффективно разделять.

Кроме установления новых стандартов в качестве и скорости отбора проб, Quicksilver Probe* позволяет проводить глубокий анализ пластовых флюидов даже при использовании буровых растворов на нефтяной основе. Свойства флюидов могут быть точно определены в пластовых условиях без влияния эффектов загрязнения. Сравнение результатов глубокого анализа и отбора проб в различных пластах коллектора позволяет получить информацию о зональной связанности и изолированности флюидов, что не может быть получено с помощью других видов каротажных исследований.

Сферы применения

- Измерение пластового давления и оценка интервального градиента пластового давления
- Отбор проб пластовых флюидов
- Глубинный анализ пластовых флюидов

Характеристики измерений

Пробоотборник Quicksilver	
Результат работы	Образцы пластовых флюидов с низким уровнем загрязнения, давление в гидравлической системе прибора, удельное сопротивление и температура
Скорость каротажа	Стационарные замеры
Диапазон измерений	Манометр CQG: 5-103 МПа [750-15000 psi] Манометр высокого давления Quartzdyne®: 0-172 МПа [0-25000 psi] Удельное сопротивление: 0,01 – 20 ом·метр Температура: -55 до 177°C [-67 до 350°F]
Разрешающая способность*	Манометр CQG: 0,008 psi [55Па] при временном окне 1,3 сек Манометр высокого давления Quartzdyne: 0,01 psi/сек [69 Па/сек] Удельное сопротивление: 0,001 ом·метр Температура: 0,05°C
Погрешность измерений	Манометр CQG: ± 2 psi [13789Па] + 0,01% от показаний† Манометр высокого давления Quartzdyne: 172Па [$\pm 0,025$ psi/сек] Удельное сопротивление: $\pm 5\%$ от показаний Температура: 0,5°C [$\pm 1,0^\circ$ F]
Тип бурового раствора или ограничения по весу	Нет
Совместимость	Полностью совместим с системой MDT Modular Formation Dynamics Tester
Специальное применение	Глубинный анализ пластового флюида

*Учитываются: калибровочная погрешность, влияние эффекта гистерезиса, сходимость результатов измерений и некоторые допущения для датчиков; соответствующие проценты от замеров давления учитывают несовершенство калибровочного оборудования.

Технические характеристики

Пробоотборник Quicksilver	
Температурный номинал	177°C [350°F]
Номинал давления	138 МПа [20000 psi] вариант для высокого давления: 207 МПа [30000 psi]
Диаметр скважины –мин.	15,24 см [6 дюймов]
Диаметр скважины —макс	35,56 см [14 дюймов]
Наружный диаметр	12,07 см [4,75 дюймов] Во время отбора проб: 12,70 см [5 дюймов]
Длина	Пробоотборник: 2,58 м [8,48 футов]
Вес	140 кг [308 фунтов] вариант для высокого давления: 159 кг [351 фунт]
Прочность на натяжение	711710 Н [160000 фунтов-силы]
Прочность на сжатие†	378100 Н [85000 фунтов-силы]

† при 15000 psi (103 МПа) и 320°F (160°C). Сжимающая нагрузка является функцией температуры и давления.

Комплексный анализатор флюида InSitu Fluid Analyzer. Скважинная система анализа пластового флюида в режиме реального времени

Комплексный анализатор флюида InSitu Fluid Analyzer используется для определения количественных характеристик пластового флюида в режиме реального времени (DFA), таких как:

- углеводородный состав (C1, C2, C3–C5 и C6+)
- газовый фактор (Гф)
- плотность и вязкость нефти при пластовых условиях
- CO₂
- рН-фактор воды (воды водоносных горизонтов, связанной воды, нагнетаемой воды или фильтрата бурового раствора на водной основе [РВО])
- цвет пластового флюида
- наличие свободного газа в притоке флюида
- наличие флуоресценции в пластовых условиях (в том числе, обнаружение выпадения конденсата)
- давление и температура в линии отбора флюида (в пробоотборной камере, а не на входе в прибор)
- удельное электрическое сопротивление прокачиваемой водной фракции
- загрязнение фильтратом бурового раствора на углеводородной основе (РНО)

Датчики состава флюида и содержания CO₂

Так как количественное определение характеристик пластового флюида производится методом оптиче-

ской абсорбционной спектроскопии, при определении композиционного состава пластового флюида (технология InSitu Composition*) дополнительно к традиционному спектрометру со стандартным набором фильтров в приборе размещается высокоточный дифракционный спектрометр. Спектрометр со стандартным набором фильтров служит для измерений в диапазоне от видимой до ближней инфракрасной области спектра, с длиной волны от 400 до 2100 нм. Спектрометр имеет 20 каналов, позволяющих определить цвет и поглощение молекулярных колебаний углеводородов, а также основные пики спектра поглощения воды и CO₂ пластового флюида. Дифракционный спектрометр имеет 16 каналов, работающих в диапазоне от 1600 до 1800 нм, где пики поглощения отражают молекулярный состав углеводородов. Измерение поглощения света в диапазоне от видимой до ближней ИК области двумя спектрометрами в ходе глубинного анализа пластового флюида позволяет определять углеводородный состав, содержание воды и загрязнение фильтратом бурового раствора. Содержание CO₂ определяется при помощи спектроскопических измерений датчиком содержания CO₂ в пластовом флюиде.

Датчик газового фактора

На основании расширенных результатов определения композиционного состава пластового флюида с помощью датчика InSitu GOR* определяется газовый (GOR) и газоконденсатный (CGR) факторы, соответствующие результатам стандартной сепарации при лабораторных исследованиях.

Датчик цвета флюида

Цвет пластового флюида определяется датчиком InSitu Color* при помощи высокотемпературных оптических фильтров и 20-канального спектрометра с набором фильтров. Надежность измерений обеспечивается непрерывной автоматической калибровкой, выполняемой в режиме реального времени, применением специального алгоритма очистки данных во всех каналах спектрометра, а также дополнительным средством контроля качества для обнаружения загрязнения на светопропускающем стекле спектрометров. Определение цвета пластового флюида необходимо для идентификации его состава, измерения градиента содержания асфальтенов и рН фактора.

Датчик плотности флюида

Измерение плотности пластового флюида датчиком InSitu Density* производится на основании резонансных характеристик вибрационного штока, совершающего колебания в двух взаимно перпендикулярных плоскостях в потоке флюида. Частота резонанса и качественный показатель датчика относительно плотности флюида описываются простыми физическими моделями. Метод двухмодовых колебаний превосходит остальные резонансные методы из-за устранения влияния давления и температуры на работу датчика за счет подавления синфазных колебаний. Это дополнительно повышает точность измерений. Измерения производятся в динамическом режиме, при этом резонатор устойчив к воздействию коррозионных жидкостей.

Датчик вязкости флюида

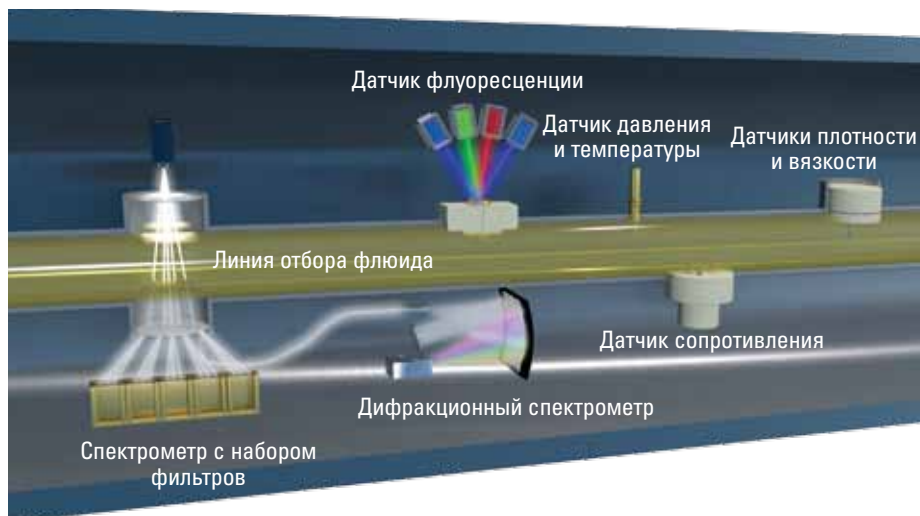
Датчик вязкости InSitu Viscosity* измеряет вязкость в динамических условиях при помощи двухмодового микрорезонатора или вибрирующей струны. Способ измерения вязкости выбирается исходя из скважинных и пластовых условий.

Датчик флуоресценции флюида

Датчик флуоресценции InSitu Fluorescence* используется для обнаружения пузырьков свободного газа и выпадения жидких УВ из ретроградного конденсата с целью обеспечить однофазный поток при выполнении глубинного анализа DFA и отборе проб. Кроме того, датчик служит для определения типа флюида. Информация о фазовом состоянии флюида используется для того, чтобы отличить ретроградные конденсаты от летучих нефтей, которые могут иметь одинаковые газовые факторы и плотности до дегазирования. Так как датчик флуоресценции позволяет регистрировать выпадение жидких УВ из газового конденсата и обнаруживать пузырьки свободного газа, выделившиеся из пластовой нефти, при падении давления в линии отбора ниже точки росы или давления насыщения соответственно, то эти измерения можно использовать для оперативного контроля качества с целью обеспечения отбора представительных однофазных проб.

Датчик рН

Датчик рН InSitu pH* измеряет рН-фактор воды посредством ввода красителя в пластовый флюид, прокачиваемый через линию отбора комплексного анализатора пластового флюида InSitu Fluid Analyzer. Значение рН рассчитывается с точностью до 0,1 единицы от соответствующей длины волны видимого спектра красителя, измеряемой оптическим анализатором. Так как измерения проводятся в пластовых условиях, это позволяет предотвратить неизбежные изменения рН-фактора при подъеме отобранных проб флюидов на



Система InSitu Fluid Analyzer объединяет несколько измерительных устройств и датчиков линейки InSitu Family.

поверхность, когда кислотные газы и соли выходят из раствора при снижении температуры и давления, а также при проведении традиционных лабораторных исследований методом стандартной сепарации. Датчик InSitu pH охватывает всю площадь поперечного сечения линии отбора флюида, что делает его более надежным по сравнению с потенциометрическими методами измерений, на точность которых влияет загрязнение поверхности электродов нефтью или буровым раствором. Прямые измерения рН-фактора с применением красителя позволяют преодолеть ограничения, которые имеет метод измерения удельного электрического сопротивления при контроле загрязнений отбираемого флюида, требующий значительного контраста в минерализации фильтрата РВО и пластовой воды.

Датчик удельного электрического сопротивления

Датчик InSitu Resistivity* измеряет удельное электрическое сопротивление пластового флюида в линии отбора при помощи проверенной на практике технологии, которая применяется в пластоиспытателях Schlumberger. Включение датчика сопротивления InSitu в сборку для глубинного анализа флюида DFA

позволяет контролировать удельное электрическое сопротивление в ходе опробования пластов с помощью двойного пакера и радиального зонда Saturn 3D при работе в скважинах, вскрытых на буровом растворе на водной основе.

Датчики давления и температуры

Датчики высокого разрешения, измеряющие давление и температуру флюида, входят в состав пластоиспытателей Schlumberger и используются в комплексном анализаторе пластового флюида InSitu Fluid Analyzer. Прямые измерения давления и температуры нужны для точного определения фазового состояния флюида на диаграмме PVT (давление, объем, температура) при измерении других параметров флюида, например, плотности, особенно если датчики установлены после глубинного насоса, прокачивающего жидкость по линии отбора. В этом случае результаты измерений глубинного анализа флюида DFA в линии отбора могут быть приведены к первоначальным пластовым условиям при помощи уравнений состояния (EOS).

Профилирование характеристик пластового флюида

Построение профиля характеристик пластового флюида основано на результатах измерений комплексного анализатора флюида InSitu Fluid Analyzer. Профилирование позволяет исследовать распределение характеристик флюида по площади пласта, что превосходит возможность традиционного изучения пласта при помощи отбора проб. Точность количественного определения характеристик, обеспечиваемая линейкой приборов InSitu Family, расширяет область применения глубинного анализа пластового флюида DFA: теперь анализ характеристик производится не в рамках одной скважины, а в нескольких скважинах, что сделало возможным изучение свойств флюидов в пределах всего месторождения. Точное определение количественных характеристик пластовых флюидов с более высоким разрешением по стволу скважины по сравнению с традиционным отбором проб является важнейшим условием для идентификации и дифференциации композиционного градиента, определения глубин флюидных контактов и расчлененности пласта.

В целях проведения комплексного анализа используется специальное программное обеспечение InSitu Pro*, обеспечивающее оперативный контроль и интерпретацию результатов измерения давления и анализа флюида, полученных из нескольких источников данных.

Применение

- Определение характеристик пластового флюида
- Идентификация расчлененности и границ пластов
- Определение композиционного градиента УВ
- Разработка мер по борьбе с коррозией и отложениями
- Обеспечение отбора представительных проб пластового флюида, однофазных и минимально загрязненных фильтратом бурового раствора
- Моделирование разработки пласта (моделирование при помощи уравнений состояния)
- Точное определение градиентов пластового давления и межфлюидных контактов
- Определение градиента содержания асфальтенов
- Дифференциация биогенного и термогенного газов
- Обнаружение легкой нефти и газового конденсата
- Определение газового и газоконденсатного факторов

Характеристики измерений

Комплексный анализатор флюида InSitu Fluid Analyzer	
Регистрируемые данные	Углеродородный состав, газовый фактор, плотность и вязкость флюида, CO ₂ , pH-фактор воды, цвет пластового флюида, обнаружение свободного газа, флуоресценция, давление и температура в линии отбора, уд. эл. сопротивление, загрязнение фильтратом PBO
Скорость каротажа	Стационарный вид исследования
Диапазон измерений	Датчик плотности InSitu: от 0,05 до 1,2 г/см ³ Датчик вязкости InSitu: от 0,2 до 300 сП
Разрешение	Датчик плотности InSitu: 0,001 г/см ³
Погрешность	Датчик плотности InSitu: ±0,012 г/см ³ Датчик вязкости InSitu: ±10% для струны, ±12% для штока
Радиус исследований:	н/д
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ
Совместимость	Полностью совместим с пластоиспытателями MDT, MDT Forte, и MDT Forte-HT; с радиальным зондом Saturn 3D; с фокусированным прижимным зондом Quicksilver Probe; с ПО InSitu Pro
Специальное применение	Анализ скважинного флюида в режиме реального времени

н/д = не допустимо

Механические характеристики

Комплексный анализатор флюида InSitu Fluid Analyzer	
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	172 МПа [25 000 фунтов/кв.дюйм]
Мин. диаметр скважины	15,24 см [6 дюймов]
Макс. диаметр скважины	Определяется зондом или пакером
Наружный диаметр	Определяется зондом или пакером
Длина	3,18 м [10,43 фута]
Масса	167 кг [368 фунтов]
Прочность на натяжение	711 710 Н [160 000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	378 100 Н [85 000 фунт-сил]

InSitu Pro

ПО для оперативного контроля качества и интерпретации

ПО InSitu Pro используется для детального анализа и создания отчетов по результатам испытаний пластов, включающих в себя замеры пластового давления, отбор глубинных проб и скважинный анализ флюидов (DFA) как в режиме реального времени, так и после проведения исследований. ПО совместимо с фокусированным прижимным зондом Quicksilver Probe, модульным динамическим испытателем пластов на кабеле MDT, системой анализа пластового флюида InSitu Fluid Analyzer, прибором для быстрых замеров пластового давления во время каротажа PressureXpress, а также прибором для замеров пластового давления при высокой температуре PressureXpress-HT. Алгоритм анализа данных в ПО InSitu Pro поддерживает также функцию профилирования характеристик пластового флюида и количественное определение их изменчивости как в разрезе одной скважины, так и при межскважинной корреляции.

Для оперативного мониторинга и контроля качества данные могут передаваться посредством интернета через глобальную систему контроля и передачи

данных в режиме реального времени InterACT напрямую в офис нефтегазодобывающего предприятия-оператора или в защищенную сетевую систему Schlumberger iCenter*.

Так как работники нефтегазодобывающих компаний-операторов и инженеры компании Schlumberger имеют общий доступ к ПО InSitu Pro, одни и те же данные и презентации могут просматриваться всеми пользователями в режиме реального времени. После выполнения работ для объединения информации о пластовом флюиде с петрофизическими данными может выполняться подробная интерпретация.

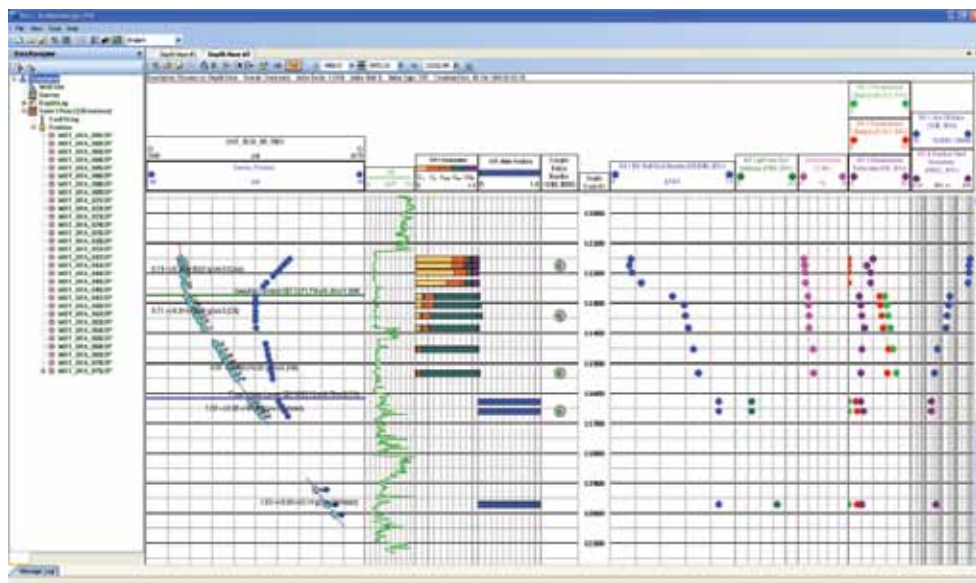
В состав ПО InSitu Pro входят три главных модуля:

- модуль для контроля качества и анализа замеров пластового давления
- модуль анализа флюидов для контроля качества, просмотра результатов скважинного анализа флюидов DFA и отбора проб

- модуль интеграции для объединения результатов анализа давления и флюидов, полученных со всех стационарных замеров, с данными геофизических исследований в скважине, включая привязочный каротаж, на сводном планшете.

Применение

- Оперативный мониторинг, контроль качества и интерпретация результатов замеров пластового давления, отбора проб и данных скважинного анализа флюидов DFA при испытании пластов испытателями на кабеле и каротаже во время бурения
- Выбор стратегии добычи по результатам определения типа флюида, межфлюидных контактов и расчлененности пласта-коллектора
- Обобщение данных из различных источников после выполнения работ; оценка, интерпретация и предоставление данных в виде отчетов



Сводный планшет данных из программы InSitu Pro, где показаны результаты замеров давления и анализа флюидов, полученные из нескольких источников данных.

Высокотехнологические модули испытателей пластов MDT

Двойной пакер

Двойной пакер (MRPA) состоит из двух надувных пакерных элементов, обеспечивающих герметизацию ствола для изоляции интервала испытаний. Модуль способствует получению точных измерений давления и повышению качества отбора проб в низкопроницаемых, тонкослойных или трещиноватых пластах. Насосный модуль MDT (глубинный насос MRPO) используется для надувания пакеров жидкостью из ствола скважины.

Высококачественные пакеры спускаются совместно с двойным пакером MRPA для расширения диапазона рабочих характеристик испытателя пластов MDT, в том числе для обеспечения работоспособности при температуре до 210°C (410°F) и совместимости с буровыми растворами на водной или углеводородной основе. Высокая эластичность и износостойкость пакеров позволяют увеличить количество испытаний за одну спускоподъемную операцию и снизить количество их замен ввиду износа. Асимметричная конструкция пакера способствует предотвращению прихватов и снижает риск разбухания элементов. Эксплуатационная надежность пакера увеличена за счет применения автоматического стягивающего механизма (ARM), который при срабатывании создает продольное растягивающее усилие, чтобы облегчить стягивание пакера после сдувания и свести к минимуму затяжки при срыве с интервала испытания. При температурах ниже 107°C (225°F) элементы сохраняют достаточную эластичность, чтобы работать без механизма ARM.

Для работ в условиях H₂S предлагаются модули двойного пакера в антикоррозионном исполнении, сертифицированном Национальной ассоциацией инженеров-специалистов по коррозии (NACE). Они могут применяться для отбора проб с содержанием H₂S до 50% в скважинах с диаметром ствола от 149,3 мм до 244,5 мм (от 578 до 958 дюйма).

Длина интервала испытания между пакерами — 0,98 м (3,2 фута), она может быть увеличена до 1,58, 2,5 или 3,41 м (5,2, 8,2 или 11,2 фута) при помощи адапторов-расширителей на 0,61 и 0,91 м (2 и 3 фута) с мандрелями большого диаметра. Для интервала 0,98 м (3,2 фута) площадь изолированного интервала ствола скважины примерно в 3000 раз превышает площадь стенок ствола скважины, изолируемых при помощи прижимного зонда (MRPS) испытателя пластов MDT. При отборе глубинных проб пластовых флюидов преимущества отбора из интервалов большей площади заключается в том, что давление при отборе может быть немного ниже пластового давления, что позволяет предотвратить разделение фаз даже чувствительных к перепадам давления флюидов, таких как газоконденсат и легкие нефти с высоким газовым фактором. В низкопроницаемых пластах использование стандартного прижимного зонда обычно приводит к значительным депрессиям при отборе, в то время как при использовании модуля двойного пакера отбор флюида из пласта осуществляется при минимальном перепаде давления за счет большей площади зоны притока. В тонкослойных пластах модуль двойного пакера может использоваться для изоляции



проницаемых пропластков, которые бывает затруднительно найти и испытать при использовании стандартного прижимного зонда. В трещиноватых коллекторах модуль двойного пакера также успешно используется для изоляции интервалов испытаний, в то время как стандартным прижимным зондом этого, как правило, сделать нельзя.

После получения притока большого количества жидкости из пласта возможно проведение гидродинамических исследований для записи КВД с радиу-

сом исследования от 15 до 24 м (от 50 до 80 футов). В зависимости от условий применения, интервальные гидродинамические испытания (ИРТТ) могут обладать дополнительными преимуществами по сравнению с традиционными испытаниями пластов на трубах (DST). Интервальные испытания являются экологически безопасными, поскольку отсутствует выход отбираемых флюидов на устье, и экономически эффективными за счет испытания нескольких интервалов за короткое время.

Двойной пакер MRPA может применяться для создания микротрещин ГРП с последующей их опрессовкой для определения минимальной величины напряжения в пласте. Гидроразрыв производится путем нагнетания скважинного флюида в интервал пласта, изолированный модулем двойного пакера.

Механические характеристики модуля двойного пакера

Пакер	Наружный диаметр, см [дюймы]	Мин. диам. ствола, см [дюймы]	Макс. диам. ствола, см [дюймы]	Макс. рабочая температура, °C [°F]	Макс. рабочее давление, МПа	Макс. перепад давления, МПа	Тип	Рекомендуемое число установок пакеров [†]
SIP-A3-5 дюйм.	12,70 [5]	14,92 [5,875]	19,05 [7,5]	177 [350]	138 [20 000]	31 МПа [4 500 psi]	Симметричный	10 установок при 3 000 psi в стволе диам. 6 дюйм
SIP-A3A-5 дюйм.	12,70 [5]	14,92 [5,875]	19,05 [7,5]	177 [350]	138 [20 000]	31 МПа [4 500 psi]	Асимметричный	10 установок при 3 000 psi в стволе диам. 6 дюйма
IPCF-H ₂ S-500	12,70 [5]	14,92 [5,875]	19,05 [7,5]	177 [350]	138 [20 000]	Подлежит уточнению. [‡]	Асимметричный	Подлежит уточнению [‡]
SIP-A3-6,75 дюйм.	17,78 [7]	20,00 [7,875]	24,45 [9,625]	177 [350]	138 [20 000]	21 МПа [3 000 psi]	Симметричный	10 установок при 3 000 МПа в стволе диам. 8,75 дюйма
SIP-A3A-6,75 дюйм.	17,78 [7]	20,00 [7,875]	24,45 [9,625]	177 [350]	138 [20 000]	21 МПа [3 000 psi]	Асимметричный	10 установок при 3 000 МПа в стволе диам. 8,75 дюйма
IPCF-PAS-700	17,78 [7]	20,00 [7,875]	24,45 [9,625]	177 [350]	138 [20 000]	21 МПа [3 000 psi]	Симметричный	10 установок при 3 000 МПа в стволе диам. 8,5 дюйма
IPCF-PA-700	17,78 [7]	20,00 [7,875]	24,45 [9,625]	177 [350]	138 [20 000]	21 МПа [3 000 psi]	Асимметричный	10 установок при 3 000 МПа в стволе диам. 8,5 дюйма
IPCF-PC-700	17,78 [7]	20,00 [7,875]	24,45 [9,625]	177 [350]	138 [20 000]	31 МПа [4 500 psi]	Асимметричный	5 установок при 4 500 МПа в стволе диам. 8,5 дюйма
IPCF-BA-700	17,78 [7]	20,00 [7,875]	24,45 [9,625]	210[410]	138 [20 000]	21 МПа [3 000 psi]	Асимметричный	3 установок при 3 000 МПа в стволе диам. 8,5 дюйма
IPCF-H ₂ S-700	17,78 [7]	20,00 [7,875]	24,45 [9,625]	177 [350]	138 [20 000]	21 МПа [3 000 psi]	Асимметричный	10 установок при 3 000 МПа в стволе диам. 8,5 дюйма
SIP-A3A-8,5 дюйм.	21,59 [8,5]	25,08 [9,875]	35,56 [14]	177 [350]	138 [20 000]	21 МПа [3 000 psi]	Асимметричный	10 установок при 3 000 МПа в стволе диам. 12,25 дюйма
SIP-A3A-10 дюйм.	25,40 [10]	27,94 [11]	44,45 [17,5]	177 [350]	138 [20 000]	14 МПа [2 100 psi]	Асимметричный	7 установок при 2 100 МПа в стволе диам. 14,4 дюйма

[†] При указанном давлении и диаметре ствола
[‡] Подлежит уточнению

Двухпакерный прижимной зонд

В сочетании со стандартным прижимным зондом (MRPS) двухпакерный прижимной зонд (MRDP) позволяет проводить измерения для определения как вертикальной, так и горизонтальной проницаемости (и анизотропии проницаемости) исключая влияние эффектов призабойной зоны. При анализе КВД, полученной при проведении стандартного испытания (замера пластового давления) для профилирования пластового давления с использованием стандартного прижимного зонда,

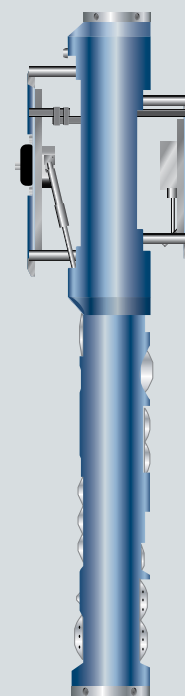
вертикальная проницаемость не всегда может быть однозначно определена, к тому же невозможно избежать влияния искажений в призабойной зоне скважины вызванных скин-фактором.

При мощности пласта менее 2 футов [0,61 м] использование двухпакерного прижимного зонда в сочетании со стандартным прижимным зондом дает возможность изолировать интервал испытаний с целью определения наличия гидродинамических барьеров внутри исследуемого интервала.

Физические характеристики

	MRDP
Макс. рабочая температура	200°C [392°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр скважины	19,37 см [7 ⁵ / ₈ дюйма]
Макс. диаметр скважины	33,65 см [13 ¹ / ₄ дюйма]
Наружный диаметр	15,24 см. [6 дюймов]
Длина	2,06 м [6,75 фута] MRDP-BA, MRDP-BB, MRDP-BC и MRDP-BX: 2,62 м [8,6 фута]
Масса	135 кг [298 фунтов]
Макс. усилие при растяжении†	711710 Н [160000 фунт-сил]
Макс. усилие при сжатии†	378100 Н [85000 фунт-сил]
Антикоррозийное исполнение	Да

† При 15000 psi [103 МПа] и 320°F [160°C]. Данные характеристики относятся ко всем модулям MDT за исключением модуля MPRA. Значение нагрузки при сжатии зависит от температуры и давления.



Модуль регулятора дебита

Модуль регулятора дебита (MRFC) предназначен для регулирования скорости отбора флюида из пласта при проведении гидродинамических испытаний, обычно выполняемых в сочетании с прижимным зондом (MRPS) и двухзондовым измерительным модулем (MRDP). Модуль обеспечивает отбор жидкости с определенным дебитом глубинного насоса или при определенном давлении, которые могут регулироваться в

режиме реального времени. В процессе работы измеряется скорость отбора флюида. Общий объем отбираемой жидкости ограничен 1 л (0,26 галлона), что в 50 раз больше объема камеры прижимного зонда MRPS. После отбора 1 л флюид сливается из модуля в скважину для последующих отборов. В сочетании с прижимным зондом модуль MRFC может применяться для отбора большего объема жидкости.



Механические характеристики

	MRFC
Макс. рабочая температура	200°C [392°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	14,29 см [5½ дюйма]
Макс. диаметр скважины	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	12,07 см [4,75 дюйма]
Длина	2,31 м [7,58 фута]
Масса	113 кг [250 фунтов]
Прочность на натяжение†	711 710 Н [160 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие†	378 100 Н [85 000 фунт-силы]
Использование при наличии H ₂ S	Да

† При 103 МПа (15 000 psi) и 160°C (320°F). Данные характеристики действительны для всех модулей MDT, кроме MRPA. Нагрузка на сжатие зависит от температуры и давления.

Глубинный насос (модуль откачки/закачки жидкости)

Глубинный насос (модуль откачки/закачки жидкости) — (MRPO) используется для отбора жидкостей из пласта при регулируемом давлении отбора. Контроль давления при отборе жидкости необходим для избежания возможного разделения фаз пластового флюида (т. е. выделения газовой и твердых частиц из нефти или выпадения жидкости из газа). Для получения представительных глубинных проб флюида требуется отбор «однофазного» флюида.

Регулирование давления в глубинном насосе осуществляется изменением рабочего цикла (т. е. изменением постоянного напряжения) или изменением частоты вращения двигателя. Инженер-оператор прибора изменяет рабочий цикл или частоту вращения двигателя таким образом, чтобы давление отбора, измеряемое манометрами измерительных зондов, не превышало критического давления, при котором возможно разделение фаз. Для определения разделения фаз в сочетании с модулем MRPO используются как совместно, так и раздельно оптические анализаторы фракционного (LFA*) и композиционного (CFA*) составов флюида, а также комплексный анализатор флюида (IFA*).

Отбираемый из пласта флюид прокачивается через гидравлическую систему прибора в скважину до тех

пор, пока не будет достигнут приемлемый уровень загрязненности отбираемой пластовой жидкости фильтратом бурового раствора. Глубинный оптический анализатор используется для определения уровня загрязнения флюида фильтратом бурового раствора. Затем пластовый флюид направляется в пробоотборную камеру, в которой он поднимается на поверхность для последующего анализа физико-химических свойств в лаборатории.

Отбираемый флюид выходит из модуля MRPO при давлении, уравновешенном с гидростатическим давлением столба бурового раствора в скважине. Дебит отбираемого флюида зависит от дифференциального давления – разности давлений в скважине и давлением отбора. При дифференциальном давлении выше нескольких десятков мегапаскалей дебит отбора может составлять всего лишь 0,005 л/мин [0,0013 галлонов/мин]. При дифференциальном давлении всего в несколько дебит отбора может достигать 1,9 л/мин [0,5 галлонов/мин]. Максимальное значение дифференциального давления составляет 4100 psi [28 МПа] для стандартного глубинного насоса, и 11700 psi [81 МПа] для насоса эсверхвысокого давления.

Физические характеристики

	MRPO
Макс. рабочая температура	200°C [392°F]
Макс. рабочее давление †	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр скважины	14,29 см [5 ⁵ / ₈ дюйма]
Макс. диаметр скважины	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	12,07 см [4,75 дюйма]
Длина	3,24 м [10,63 фута]
Масса	154 кг [340 фунтов]
Макс. усилие при растяжении‡	711710 Н [160000 фунт-сил]
Макс. усилие при сжатии‡	378100 Н [85000 фунт-сил]
Антикоррозийное исполнение	Да

† 25000 psi [172 МПа] и 30000 psi [207 МПа] варианты — в наличии по требованию

‡ При 15000 psi [103 МПа] и 320°F [160°C]. Данные характеристики относятся ко всем модулям MDT за исключением модуля MPRA.
Значение нагрузки при сжатии зависит от температуры и давления.





Оптический анализатор фракционного состава флюида LFA

Для отбора глубинных проб пластового флюида в компоновке MDT глубинного насоса должны быть установлены как модуль MRPO, так и оптический анализатор фракционного состава флюида LFA. Модуль LFA осуществляет замер процентного содержания фильтрата бурового раствора в пластовом флюиде в зависимости от времени. Эти замеры служат основанием для принятия решений в реальном времени, в ходе опробования пластов, относительно того, когда следует остановить прокачку флюида из пласта в скважину и направить отбираемый флюид непосредственно в пробоотборную камеру. Процентное содержание фильтрата бурового раствора определяется при помощи 10-ти фильтрового спектрометра. Для определения процентного содержания фильтрата бурового раствора на водной основе в пластовой нефти или фильтрата бурового раствора на нефтяной основе в пластовой воде используются специальные оптические фильтры, распределенные по разным длинам волн в ближнем инфракрасном частях спектра.

Для определения процентного содержания фильтрата бурового раствора на нефтяной основе в нефти используется диапазон волн в видимом и ближнем инфракрасном частях спектра. Модуль LFA также измеряет фазовое содержание метана и углеводородов в притоке флюида из пласта. Исходя из соотношения метана и углеводородов, рассчитывается газонефтяной фактор, при условии, что отбор нефти проводится при давлении выше давления насыщения.

Помимо количественного определения загрязненности, отбираемого пластового флюида фильтратом бурового раствора, модуль LFA используется для определения присутствия в потоке отбираемой жидкости пузырьков свободного газа, если давление отбора ниже давления насыщения. Таким образом, инженер-оператор прибора получает информацию о возможной необходимости понижения дебита насоса, для того чтобы поднять давление выше давления насыщения во избежание разделения фаз. Выявление пузырьков газа в потоке достигается путем регистрации оптическим анализатором изменения показателя преломления (рефрактометрии) падающего света.

Физические характеристики

	Динамический анализатор флюида LFA
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление †	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр скважины	14,29 см [5 ⁵ / ₈ дюйма]
Макс. диаметр скважины	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	12,07 см [4,75 дюйма]
Длина	1,88 м [6,17 фута]
Масса	85 кг [187 фунтов]
Антикоррозийное исполнение	Да

† 25000 psi [172 МПа] и 30000 psi [207 МПа] варианты — в наличии по требованию

Оптический анализатор композиционного состава флюида CFA

При помощи модуля CFA осуществляется контроль отбора и определение в режиме реального времени компонентного состава ретроградных газов, конденсатов и легких нефтей с высоким газовым фактором. Модуль CFA измеряет две оптические характеристики: флуоресценцию (свечение) жидкости и оптическое светопоглощение (спектрометрию) жидкости. При выпадении жидкости из газовой фазы образующиеся капли росы определяются по увеличению уровня флуоресценции. Таким образом, с использованием детектора флуоресценции определяется, что отбор пробы газа осуществляется при давлении выше давления конденсации, т.е. в однофазовом состоянии. Действие оптического спектрометра CFA основано на принципах, аналогичных тем, которые использованы в анализаторе флюида LFA. Тем не менее, оптические фильтры распределены таким образом, чтобы определять пики оптической плотности, соответствующие метану (C1), группе от этана до пентана (от C2 до C5), более тяжелым углеводородным молекулам (C6+), диоксиду углерода (CO2) и воде для количественного определения их концентраций в отбираемом флюиде.

При расчете газонефтяного и газо-

конденсатного фактора для модуля CFA диапазон измерений расширяется до 30000 стандартных футов³ на стандартный баррель [5350 м³/м³] по сравнению с модулем LFA, который определяет значения газонефтяного фактора максимум 2500 стандартных футов³ на стандартный баррель [445 м³/м³].

В нефтегазоносных пластах анализатор CFA используется для определения профиля композиционного состава пластовой жидкости по глубине. Определение композиционного состава прибором CFA на различных глубинах позволяет получить данные об изменениях в композиционном составе нефти ниже газонефтяного контакта. Эта информация, которую раньше было очень трудно получить, крайне необходима при разработке месторождений.

Анализатор CFA может использоваться в сочетании с анализатором LFA, что позволяет получить в общей сложности 20 оптических фильтров для проведения глубинного анализа отбираемого флюида и в режиме реального времени контролировать однофазное состояние флюида, уровень загрязненности отбираемого флюида фильтратом бурового раствора и определения композиционного состава пластовой жидкости.

Физические характеристики

	Анализатор CFA
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление †	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр скважины	14,29 см [5 ⁵ / ₈ дюйма]
Макс. диаметр скважины	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	12,07 см [4,75 дюйма]
Длина	1,55 м [5,1 фута] С транспортировочными колпаками: 2,01 м [6,6 фута]
Масса	73 кг [161 фунтов]
Антикоррозийное исполнение	Да

† 25000 psi [172 МПа] и 30000 psi [207 МПа] варианты — в наличии по требованию



Отбор проб аппаратурой MDT при малом ударном воздействии (Low Shock PVT sampling)

Проведение отбора проб при малом ударном воздействии при помощи модульного динамического пластоиспытателя (MDT) снижает депрессию во время извлечения флюида из пласта и отбора пробы. Такой метод позволяет избежать пересечения точки начала давления насыщения, что привело бы к разделению жидкости в выкидной линии и пробоотборных камерах на две фазы. Для успешного отбора представительных глубинных проб также требуется низкий уровень загрязненности фильтратом бурового раствора, который определяется глубинным оптическим анализатором.

Пробоотборные камеры включают в себя цилиндр и скользящий поршень, с клапаном сверху и отверстием снизу. Пока флюид откачивается из пласта в скважину, верхний клапан находится в закрытом положении, а поршень располагается в верхней части цилиндра. Под поршнем в цилиндре находится вода. Поскольку в нижней части имеется отверстие, давление воды в цилиндре равно гидростатическому давлению в скважине. Отбор пробы в камеру или контейнер начинается путем открыва-

ния клапана на верхней части прибора и откачки флюида в камеру, а не в скважину. Поступающий флюид толкает поршень вниз и вытесняет воду в скважину. Поскольку флюид нагнетается в скважину насосом, давление в линии не изменяется. С использованием этого новаторского метода отбора проб при малом ударном воздействии минимизируется изменение давления отбора.

Предшествующими методиками отбора проб не предусматривалось наличия отверстия в нижней части камеры. Перед отбором пробы внутреннее давление в камере было близко к атмосферному. При открытии клапана в верхней части цилиндра происходило резкое падение давления. Это падение обычно было достаточно большим, чтобы вызвать разделение фаз, в результате чего отбиралась непредставительная проба. При этом могло произойти ударное воздействие такой силы, что происходило обрушение породы в интервале испытания, что могло вызвать потерю герметичности и проникновение в гидравлическую систему прибора бурового раствора.

Двойной пакер (MRPA) может использоваться для отбора проб пластового флюида с малым ударным воздействием с целью дальнейшего снижения депрессии на пласт, возникающей в связи с небольшим проходным сечением пластоиспытателя в конфигурации с прижимным зондом.

Кроме того, данная технология обеспечивает возможность отбора чистой жидкой фазы флюида, благодаря тому, что при малом ударном воздействии не происходит разрушение пласта во время отбора проб из слабосцементированных коллекторов, которое может вызвать приток с частицами песка.

Мультипробоотборный модуль MDT

Мультипробоотборный модуль (MRMS) способен выполнить отбор шести представительных глубинных проб пластового флюида в ходе одной спуско-подъемной операции. В модуле MRMS могут использоваться два типа отборных контейнеров:

- Однофазная пробоотборная камера номинальным объемом 450 см³ (MPSR)
- Однофазная пробоотборная камера с азотным компенсатором давления и номинальным объемом 250 см³ (SPMC)

Модуль MRMS может оснащаться контейнерами MPSR и SPMC в любом сочетании. В состав одной компоновки MDT возможно включение до пяти модулей MRMS (т. е. всего до 30 отборных контейнеров).

Объем контейнера MPSR составляет 450 см³ [0,12 галлона]; перевозка данного типа контейнеров одобрена Министерством транспорта США (DOT). Его можно нагревать до температуры 200°F [93°C] с целью рекомбинирования пробы, однако для длительного хранения он не подходит. Однофазная камера SPMC имеет объем 250 см³ [0,07 галлона], его можно нагревать до температуры 400°F [204°C]. Перевозка данного типа

контейнеров не одобрена Министерством транспорта США, поэтому его перемещение в транспортировочные контейнеры необходимо осуществлять непосредственно на скважине. Для повторного испарения конденсированных жидкостей в газоконденсатных пробах необходимо нагревание, а для рекомбинирования отложений парафина требуется нагревание до температуры 180°F [82°C].

В камере SPMC давление пробы поддерживается на уровне или выше пластового давления, несмотря на снижение температуры в камере при подъеме ее на поверхность. Для предотвращения выпадения асфальтенов необходимо использовать контейнеры SPMC, поскольку выпадение асфальтенов может быть необратимо при рекомбинации. Давление в камере MPSR при ее открытии на поверхности намного ниже пластового давления вследствие снижения температуры на устье. В контейнере MPSR происходит разделение газовой, жидкой и твердой фаз, а осуществление приема, передачи и анализа пробы невозможно до проведения рекомбинации.



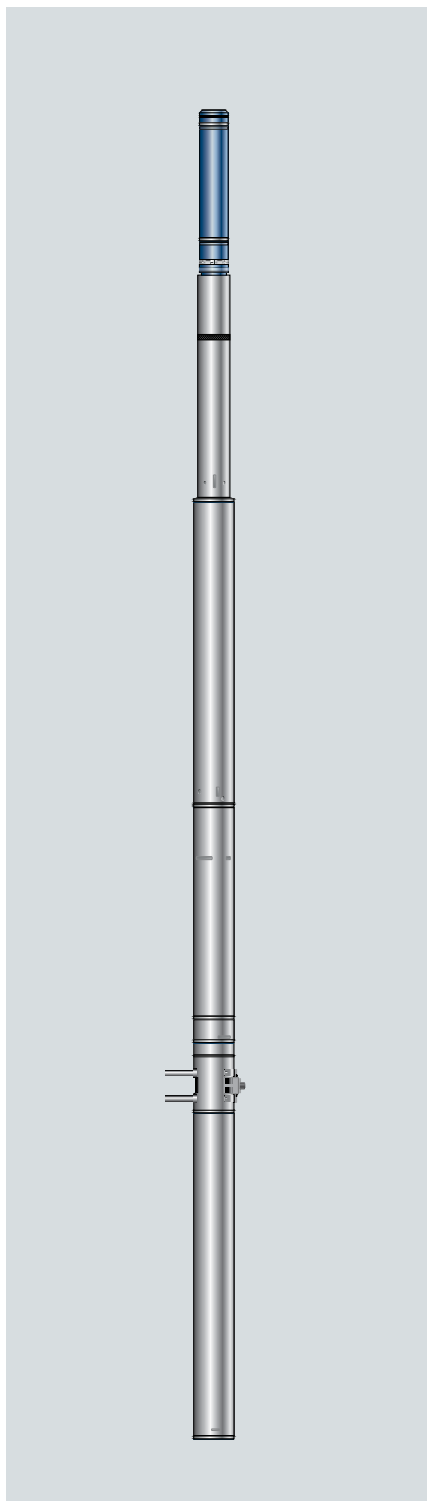
Физические характеристики

	Модуль MRMS
Макс. рабочая температура	200°C [392°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр скважины	14,29 см [5 ⁵ / ₈ дюйма]
Макс. диаметр скважины	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	12,70 см [5 дюймов] (макс.)
Длина	4,02 м [13,19 фута]
Масса	211 кг [465 фунтов] (макс.)
Макс. усилие при растяжении†	711710 Н [160000 фунт-сил]
Макс. усилие при сжатии†	378100 Н [85000 фунт-сил]

† При 15000 psi [103 МПа] и 320°F [160°C]. Данные характеристики относятся ко всем модулям MDT за исключением двухкамерного модуля MPRA. Значение нагрузки при сжатии зависит от температуры и давления.

PressureXpress-НТ

Высокотемпературный прибор для быстрых замеров пластового давления



PressureXpress-НТ* обладает той же точностью и эффективностью, что и прибор для быстрых замеров пластового давления во время каротажа PressureXpress, но он предназначен для работы в условиях высокой температуры. В отличие от традиционных многофункциональных испытателей пластов с возможностью отбора проб, PressureXpress-НТ был разработан специально для точных и оперативных замеров давления и подвижности пластового флюида с минимальным уровнем риска, связанного с испытанием пластов. Прибор имеет особую баллонную конструкцию, а его кварцевый манометр отличается повышенной термостабильностью, за счет чего устраняется необходимость температурной стабилизации манометра. Продолжительность высокоточных замеров пластового давления и подвижности пластового флюида обычно составляет менее одной минуты. PressureXpress-НТ совместим с большинством приборов, применяемых для каротажа в открытом стволе, что позволяет выполнять замеры пластового давления во время первого спуска приборов ГИС.

Инновационная конструкция прибора обеспечивает превосходную термостабильность кварцевого манометра и более продолжительное время работы в скважине. Совмещение этих возможностей с электромеханической системой контроля объема отбираемого флюида в измерную камеру обеспечивает получение точной информации о градиентах давления и, в целом, способствует повышению качества данных, получаемых при помощи PressureXpress-НТ. Кварцевый манометр высокого давления и высокой температуры Quartzdyne установлен в специальном отсеке, чтобы датчик не подвергался воздействию колебаний скважинной температуры. Это позволяет обойтись без системы термостабилизации манометра, что дает значительный выигрыш в эффективности прибора.

Эти простые, но действенные изменения конструкции и ширококомасштабные квалификационные испытания как всей системы, так и отдельных ее компонентов, в том числе электронных плат и узлов, привели к созданию прибора, обладающего уникальными характеристиками и способного работать в самых сложных условиях. Стало возможным проведение замеров пластового давления за один спуск при самом длительном в отрасли времени работы в скважине: 14 ч при $T=450^{\circ}\text{F}$ [232°C]. Баллонная конструкция, малый диаметр и ровный профиль прибора PressureXpress-НТ снижают риск прихватов.

Динамически управляемая система контроля замеров пластового давления, которой оборудован прибор PressureXpress-НТ, дает возможность точно и оперативно контролировать объем отбора и депрессию на пласт в широком диапазоне подвижности пластового флюида. При необходимости можно установить ограничение по создаваемой депрессии на пласт в ходе испытания. Усовершенствованная система выполнения замеров позволяет замерять давление в условиях низкопроницаемых коллекторов за счет возможности отбора чрезвычайно малых объемов флюида и минимального объема измерной камеры, где традиционные методы с гидравлическими системами замера давления не дают достаточную точность. Перепад давления для создания депрессии на пласт – до 55 МПа (8 000 psi). Для разработки процедур и алгоритмов, нацеленных на предотвращение эффекта избыточного давления в призабойной зоне, типичного для низкопроницаемых пластов, может применяться отдельный манометр для замера давления в скважине. Многократные замеры можно производить на определенной глубине с целью проверки точности замеров без повторения цикла установки прибора.

Такие замеры можно проводить на нескольких глубинах, что позволит построить график зависимости давления от глубины. Полученный профиль давления можно напрямую преобразовать в градиент пластового давления непрерывной фазы флюида, который будет использоваться при определении межфазовых контактов.

Чтобы выбрать интервалы для успешного проведения замеров пластового давления и подвижности пластового флюида, анализатор качества замеров PressureXpress Advisor* использует оперативные данные, получаемые от других каротажных приборов. Для выполнения анализа давления и градиента при помощи программы InSitu Pro может выполняться оперативный контроль качества и интерпретация. Программа создает краткий отчет с дополнительным выводом данных остальных видов ГИС.

Применение

- Точное, оперативное измерение давления и подвижности пластового флюида в условиях высокой температуры в низкопроницаемых пластах
- Возможность замеров во время первого спуска, совместимость с большинством каротажных приборов, спускаемых на кабеле
- Конструкция прибора обеспечивает оптимальную термостойкость с самым большим в отрасли временем работы в скважине — 14 ч при $t=232^{\circ}\text{C}$ (450°F)

- Построение профилей давления и замеры подвижности флюида, используемые в сочетании с петрофизическими, сейсмическими и традиционными геофизическими данными для построения статической модели коллектора
- Выявление истощенных интервалов в широком диапазоне подвижности пластового флюида
- Замеры плотности и градиента пластового флюида с определением межфазовых контактов (ГНК, ВНК, ГВК)

Характеристики измерений

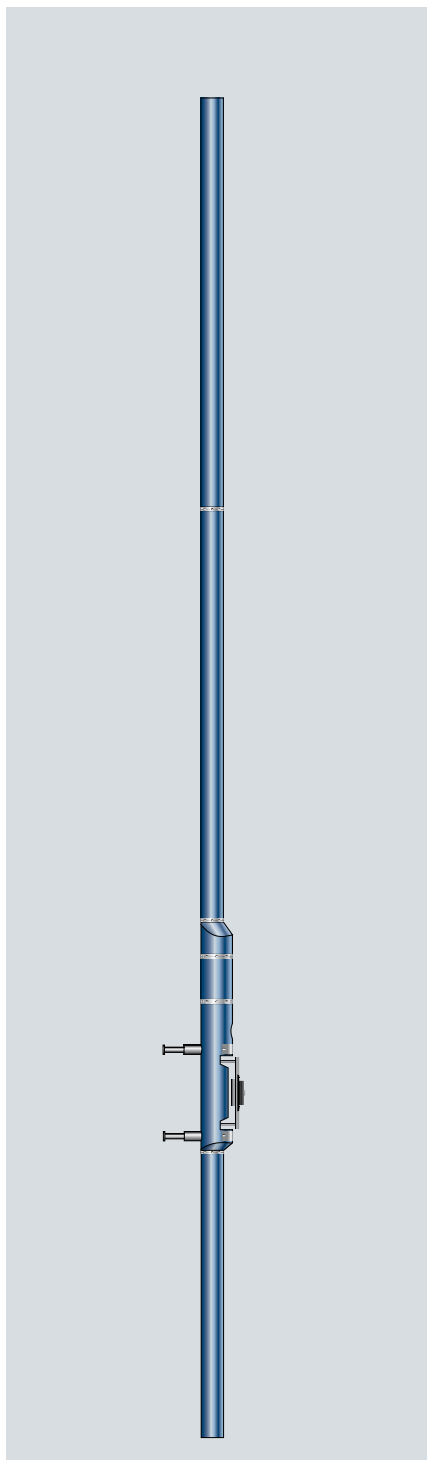
Регистрируемые данные	Пластовое давление, подвижность флюида
Скорость каротажа	Стационарный вид исследования Время установки и снятия с точки: 15 с
Диапазон измерений	Макс. измеренное избыточное давление: 55 МПа [8 000 psi] Объем замера: от 0,1 до 37 см ³ Скорость отбора: от 0,02 до 2 см ³ /с
Разрешение	Манометр кварцевый Quartzdyne: 29 Па/с [0,01 psi] Вторичный сапфировый Sapphire* манометр: 276 Па [0,4 psi] / 1 Гц Температура в линии отбора: 0,1°C [0,18°F]
Погрешность	Манометр кварцевый Quartzdyne: $\pm 0,02\%$ полной шкалы + 0,01% показаний Вторичный сапфировый манометр: ± 34 кПа [5 psi] + 0,01% показаний Температура в линии отбора $\pm 2^{\circ}\text{C}$ [$\pm 3,6^{\circ}\text{F}$]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ
Совместимость	Совместим с платформой SlimXtreme и большинством приборов для открытого ствола
Специальное применение	Высокая температура, скважины малого диаметра

Механические характеристики

Макс. рабочая температура [†]	232°C [450°F] в течение 14 ч
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 фунтов/кв. дюйм]
Мин. диаметр скважины	12,07 см [4¾ дюйма]
Макс. диаметр скважины	36,83 см [14,5 дюйма]
Наружный диаметр	Инструмент: 9,53 см [3,75 дюйма] Прибор с амортизаторами или секция прижимного зонда без амортизаторов: 10,32 см [4,0625 дюйма]
Длина	9,2 м [30,2 фута]
Масса	310 кг [730 фунтов]
Прочность на натяжение	224 410 Н [50 000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	97 860 Н [22 000 фунт-сил]

[†] Для информации о порядке выполнения работ при температуре свыше 400°F [204°C] обратитесь к представителю Schlumberger.

PressureXpress: прибор для быстрых замеров пластового давления в процессе проведения каротажа



Прибор PressureXpress позволяет проводить замеры пластового давления и подвижности пластового флюида вместе с проведением стандартного комплекса каротажа, что повышает эффективность проведения стандартных испытаний пластов. Такой высокоэффективный метод значительно сокращает время исследований и риски, сопутствующие использованию стандартной многофункциональной аппаратуры испытаний и опробований скважин.

Динамически управляемая система проведения замеров пластового давления, интегрированная в прибор PressureXpress дает возможность точно контролировать параметры проведения испытаний (объемов отбора и депрессий) в широком диапазоне подвижности флюида, что позволяет измерять пластовое давление в условиях, где не всегда возможно применять традиционные технологии испытателей пластов. В случае низкопроницаемых коллекторов стандартный прижимной зонд возможно заменить на прижимной зонд с большей площадью проходного отверстия до 48,4 см². Депрессия на пласт также контролируется в ходе испытания. Измерительный зонд не связан с гидравлической анкерной системой и, поэтому, не чувствителен к протечкам, перемещению прибора и прочим гидравлическим воздействиям на процесс измерения. Многократные циклические замеры можно производить на определенной глубине с целью обеспечения точности измерения без необходимости проводить повторные установки прибора и измерительного зонда. Информативные замеры пластового давления на разных глубинах могут быть использованы для профилирования пластового давления, что в свою очередь может быть использовано для оценки плотности и характера насыщения непрерывной жидкой фазы пластового флюида.

В приборе PressureXpress используется автоматический индикатор качества проводимых измерений, который анализирует данные стандартного каротажа, полученного с использованием прибора Platform Express в режиме реального времени для выбора точек для проведения замеров давления и подвижности пластового флюида. Для анализа получаемого профиля пластового давления и подвижности используется программное обеспечение InSitu Pro, использование которого позволяет получить заключение по проводимым испытаниям непосредственно в процессе проведения исследований на каротажной станции с возможным выводом на дисплей других каротажных данных.

Область применения

- Качественные многократные замеры пластового давления и подвижности пластового флюида за один спуск прибора
- Использование профиля пластового давления и подвижности пластового флюида для оценки характера насыщения (плотности), контактов пластовых флюидов и режимов давлений в пластах.
- Замеры подвижности и оценка проницаемости для выбора интервалов отбора глубинных проб.
- Выявление истощенных интервалов, малопродуктивных зон, интервалов не вовлеченных в разработку, а также интервалов для проведения интенсификации добычи.

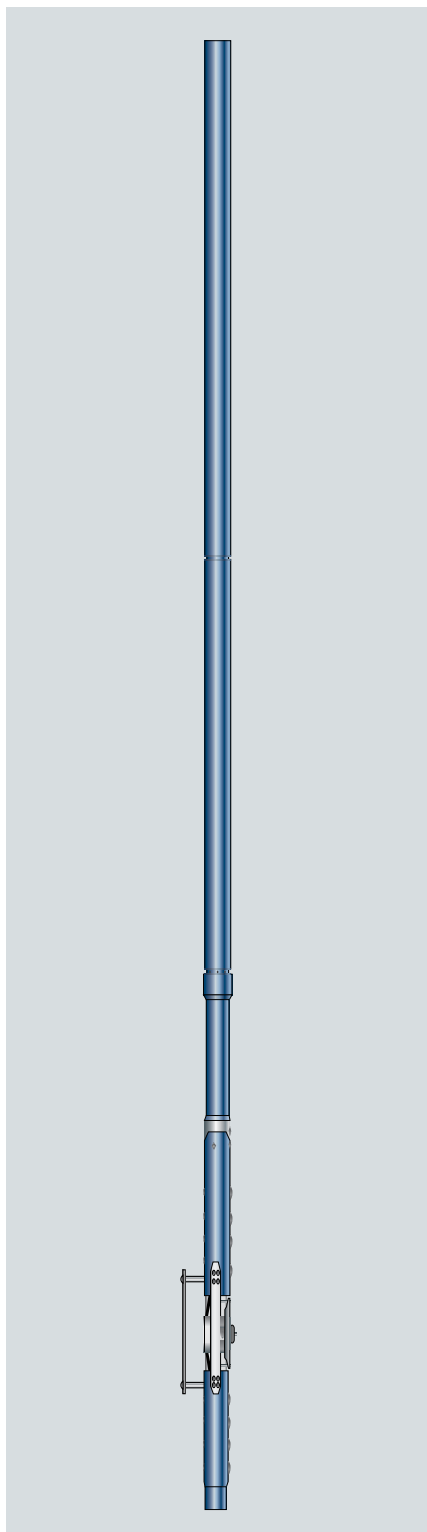
Эксплуатационные параметры

PressureXpress: прибор для замера давления	
Технические возможности	Пластовое давление, подвижность флюида (проницаемость/вязкость), плотность флюида
Скорость каротажа	Стационарная
Диапазон измерений	Макс. измеренное избыточное гидростатическое давление: 41 МПа [6000 psi]
Разрешение	Сапфирный манометр: 276 Па [0,04 psi] Манометр CQG: 34 Па [0,005 psi], время интервала 1-с Манометр CQG: 14 кПа [± 2 psi] +0,01%
Погрешность	Сапфирный манометр: 34 кПа [± 5 psi]
Глубина исследования	Зондирования за поверхностью пакера: 1,14 см [0,45 дюйма]
Вид раствора и ограничения по весу	Не имеется
Совместимость	Совместим с системой Платформа-Экспресс (Platform Express)
Специальное применение	

Конструкционные параметры

PressureXpress: прибор для замера давления	
Расчетная температура	150°C [302°F]
Расчетное давление	138 МПа [20000 psi] На манометре CQG: 103МПа [15000 psi]
Размер ствола (мин)	12,07см [4,75 дюйма]
Размер ствола (макс)	39,12 см [15,40 дюйма]
Внешний диаметр	Прибор: 8,57 см [3,375 дюйма] Участок зонда: 9,84 см [3,375 дюйма]
Длина	6,43 м [21,1 фута]
Вес	203 кг [447 фунтов]
Напряжение	222 410 Н [50 000 фунт-сил]
Сжатие	97 860 Н [22 000 фунт-сил]

Испытатель пластов многократного действия для скважин малого диаметра SRFT



Испытатель пластов многократного действия для скважин малого диаметра SRFT* наружным диаметром 3³/₈ дюйма [8,57 см] обеспечивает проведение испытаний в скважинах малого диаметра. Его также можно спускать в скважины, в которых невозможно использовать обычные приборы ввиду резких изменений угла наклона, набухания пород, сужений диаметра скважины и прочих осложнений, связанных с бурением.

Прибор SRFT в ходе одной спуско-подъемной операции может проводить многократные замеры пластового давления. Для оперативных и точных замеров давления используется кварцевый манометр CQG. Возможен отбор одной сегрегированной пробы в отборную камеру, сертифицированную для осуществления перевозок Министерством транспорта США. В другом варианте компоновки прибора возможен отбор двух проб флюида с различных глубин.

Имеется два типа отборных камер пластового флюида: объемом 450 см³ [0,12 галлона] и 2³/₈ галлона [9 л]. Для смягчения ударного воздействия при открытии отборной камеры для отбора пробы возможно использование дополнительной компенсации давления с водяной подушкой.

Область применения

- Замеры пластового давления в скважинах малого диаметра, горизонтальных скважинах, а также в скважинах с обрушением стенок или с сужением диаметра
- Отбор проб флюида в скважинах малого диаметра, горизонтальных скважинах, а также в скважинах с обрушением стенок или с сужением диаметра

Метрологические характеристики

	Прибор SRFT
Результат на выходе	Замер давления, отбор проб флюида
Скорость каротажа	Стационарные замеры
Диапазон измерений	от 0 до 138 МПа [От 0 до 20000 psi] при темп. до 177°C [350°F]
Погрешность	Кварцевый Манометр CQG: Погрешность: ±(13789 Па [2 psi] + 0,01% от показаний) Разрешающая способность: 138 Па [0,02 psi] Тензодатчик: диапазоны 34, 69 и 138 МПа [5000, 10000 и 20000 psi] Погрешность: ±0,1% от полной шкалы Разрешающая способность: 0,001% от полной шкалы
Специальные области применения	Скважины малого диаметра или с сужением диаметра

Физические характеристики

	Прибор SRFT		
	Стандартный зонд и поршень	Выдвижные поршни (SRTP)	Комплект для скважин большого диаметра (SRLH)
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	177°C [350°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр скважины †	10,48 см [4,125 дюйма]	12,19 см [4,8 дюйма]‡	16,51 см [6,5 дюйма]‡
Макс. диаметр скважины	16,00 см [6,3 дюйма]	19,81 см [7,8 дюйма]	24,89 см [9,8 дюйма]
Наружный диаметр	В полностью сложенном состоянии: 8,57 см [3,375 дюйма] В полностью раздвинутом состоянии: 16,51 см [6,5 дюйма]	В полностью сложенном состоянии: 8,57 см [3,375 дюйма] В полностью раздвинутом состоянии: 20,32 см [8,0 дюйма]	В полностью сложенном состоянии: 11,43 см [4,5 дюйма] В полностью раздвинутом состоянии: 25,40 см [10,0 дюйма]
Длина	6,77 м [22,23 фута]	6,77 м [22,23 фута]	6,77 м [22,23 фута]
Масса	206 кг [455 фунтов]	206 кг [455 фунтов]	206 кг [455 фунтов]
Макс. усилие при растяжении	155690 Н [35000 фунт-сил]	155690 Н [35000 фунт-сил]	155690 Н [35000 фунт-сил]
Макс. усилие при сжатии	17350 Н [3900 фунт-сил]	17350 Н [3900 фунт-сил]	17350 Н [3900 фунт-сил]

† Минимальный диаметр скважины зависит от состояния ствола скважины и от способа спуска прибора SRFT — на кабеле или на трубах.

‡ При раскрытии прибора SRFT с выдвижными поршнями в скважине, диаметр которого меньше рекомендованного, сегменты телескопических поршней большего размера будут касаться стенок скважины.

В этом случае следует использовать отклонители.

Характеристики пробоотборной камеры

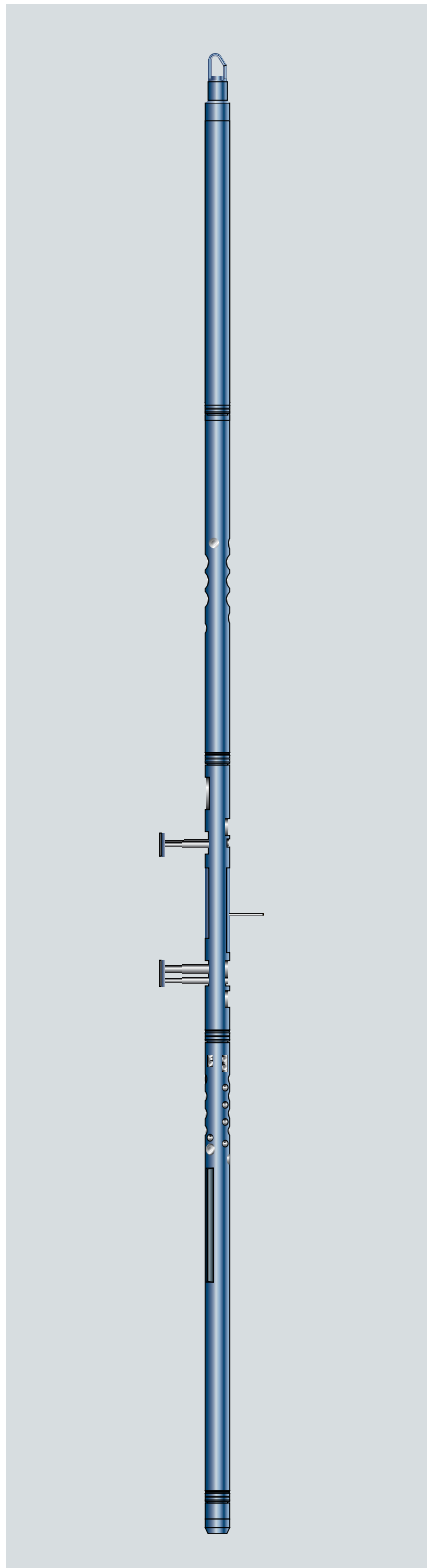
	SRSU AA с MPSR BA†	SRSC AA	Водяная подушка SRSW AA
Емкость	450 см ³ [0,12 галл.]	2,375 галл. [9,0 л]	2,375 галл. [9,0 л]
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	177°C [350°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]‡	138 МПа [20000 psi]‡	138 МПа [20000 psi]
Наружный диаметр	8,57 см [3,375 дюйма]	8,57 см [3,375 дюйма]	8,57 см [3,375 дюйма]
Длина	1,36 м [4,45 фута]	2,84 м [9,31 фута]	2,78 м [9,11 фута]
Масса	48 кг [106 фунтов]	44 кг [97 фунтов]	41 кг [91 фунтов]§
Специальные области применения	Одобренный Минтрансом MPSR Антикоррозийное исполнение Отбор термобарических PVT проб	Антикоррозийное исполнение	Антикоррозийное исполнение Опционально-водяная подушка для SRSC-AA

† SRSU — это только корпус, также обеспечивающий водяную подушку для MPSR

‡ Максимальное значение и внутреннего, и внешнего рабочего давления составляет 20000 psi [138 МПа].

§ Масса заполненной водой SRSW составляет 111 фунтов [50 кг].

Динамический испытатель пластов на кабеле в обсаженных скважинах CHDT



Технологически передовой испытатель пластов для проведения испытаний в обсаженных скважинах CHDT, входящий в состав комплекса по проведению каротажа в обсаженных скважинах «Analysis Behind Casing (ABC)», осуществляет многократные замеры давления и производит отбор проб флюида из заколонного пространства обсаженной скважины. Прибор CHDT, разработанный при поддержке Института технологии добычи газа (GPI), обладает уникальной способностью за одну спускоподъемную операцию просверливать отверстия в обсадной колонне, проникать через них в пласт, осуществлять многократные замеры давления, отбирать представительные пробы пластового флюида, а затем закупоривать просверленные в обсадной колонне отверстия для восстановления герметичности. Возможность восстановления герметичности колонны позволяет избежать расходов, связанных с необходимостью спуска и установки пробки, проведения РИР, и других восстановительных работ в скважине, а также расходов, относящихся к эксплуатации буровой установки в связи с проведением этих работ.

CHDT герметично прилегает к обсадной колонне, и при помощи гибкого сверла проникает через обсадную колонну и цементный камень в пласт. При проникновении сверла в пласт встроенный в измерительный зонд комплекс датчиков ведет одновременный контроль давления, определение удельного электрического сопротивления флюида и контроль глубины проникновения сверла. Эта дополнительная информация о контактах между обсадной колонной и цементным камнем, а также цементным камнем и пластом позволяет в режиме реального времени осуществлять контроль качества работ.

Прибор CHDT совместим с модулями MDT в обсадных колоннах диаметром 6⁵/₈ дюймов [16,83 см] и более. Связки различных модулей используются для отбора высококачественных однофазных проб пластового флюида, улучшения определения характера флюида и контроля уровня загрязнения, что ранее было возможно только в необсаженных скважинах. В сочетании с другими приборами оценки коллекторских свойств через обсадную колонну, входящих в состав комплекса ABC — прибора для определения сопротивлений в обсаженных скважинах CHFR-Plus, прибора для определения насыщенности коллектора RSTPro, прибора для определения плотности породы пласта в обсаженных скважинах CHFD, прибора для определения пористости пласта в обсаженных скважинах CHFP и дипольного АК-сканера — прибор CHDT обеспечивает выполнение комплексного анализа состояния коллектора за обсадной колонной.

Область применения

- Испытания пластов в старых скважинах на наличие невовлеченных в разработку залежей углеводородов
- Получение важных экономических данных для оценки скважины
- Снижение уровня риска по сравнению с испытанием пластов в открытом стволе в осложненных условиях
- Контроль давления на месторождении при закачке воды, пара или CO₂
- Выявление коллекторских зон в скважинах подземных хранилищ газа
- Определение напряжений и оценка давления гидроразрыва в обсаженных скважинах

Метрологические характеристики

	Прибор СНДТ
Результат на выходе	Замер давления в заколонном пространстве, отбор глубинных рVT проб и обычных проб флюида, определение подвижности флюида
Скорость каротажа	Стационарно
Погрешность	Манометр CQG: $\pm(13789 \text{ Па [2 psi]} + 0,01\% \text{ от показаний})$ (погрешность), 55 Па [0,008 psi] (разрешающая способность)
Глубина пробуриваемых каналов	152 мм [6 дюймов] (макс. расстояние от обсадной колонны)
Диаметр пробуриваемых каналов	7,137 мм [0,281 дюйма]
Объем предварительных испытаний	100 см ³ [6,1 дюйм ³]
Ограничения	Колонна 13 3/8 с макс. толщиной стенки 1,59 см [0,625 дюйма]
Комплексируемые приборы	Модули MDT [†] , дополнительный прибор СНДТ, большинство других приборов
Специальные области применения	Бурение и герметизация до шести каналов за одну СПО [‡] Антикоррозийное исполнение Определение флюида (по УЭС и динамическим анализатором флюида LFA)

[†] Возможность совместного использования с модулями MDT в обсадных колоннах диаметром 6⁵/₈ дюйма [16,83 см] и более.

[‡] В зависимости от пласта и обсадной колонны

Физические характеристики

	Прибор СНДТ
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi] Макс. депрессия: 27 МПа [4000 psi] Макс. раб. давление пробки: 69 МПа [10000 psi] (в обоих направлениях)
Мин. диаметр обсадной колонны	13,97 см [5 ¹ / ₂ дюйма]
Макс. диаметр обсадной колонны	24,45 см [9 ⁵ / ₈ дюйма]
Наружный диаметр	10,79 см [4,25 дюйма]
Длина	В конфигурации только для замеров давления: 10,4 м [34,1 фута] Оptionальная пробоотборная камера: 2,96 м [9,7 фута]
Масса	В зависимости от конфигурации
Макс. усилие при растяжении	В зависимости от конфигурации
Макс. усилие при сжатии	В зависимости от конфигурации

XL-Rock

Боковой грунтонос сверлящего типа для отбора керна большого размера



Боковой грунтонос сверлящего типа XL-Rock* предназначен для отбора образцов керна большого размера из стенок ствола скважины и позволяет отбирать до пятидесяти образцов керна диаметром 1,5 дюйма и длиной 2,5 дюйма за одну СПО. Таким образом, нивелируется существующая разница между размерами выпиленных цилиндров из стандартного керна и образцами керна малого диаметра, отобранного традиционными боковыми грунтоносами. Боковой грунтонос XL-Rock отбирает керн размерами, равными или превосходящими размеры аналогичных выпиленных из обычного керна цилиндров, что соответствует отраслевым стандартам размера образцов для большинства стандартных (RCAL) и специальных исследований (SCAL) керна и дает возможность проведения исследований за меньшее время и с более низкими затратами, чем на обычном керне. Благодаря своей способности отбирать в 3 раза больший объем, чем объем стандартных боковых образцов керна диаметром 0,92 дюйма грунтонос XL-Rock извлекает достаточное количество каменного материала для изготовления трех — в различных направлениях — образцов керна для проведения полного исследования по заканчиванию скважин, для чего прежде требовался отбор керна традиционным методом. Кроме того, XL-Rock может отбирать керн в нескольких интервалах за один спуск, что не представлялось возможным при традиционных методах отбора керна.

Новые электронные средства расширяют функциональность прибора и повышают безопасность проведе-

ния работ. Совместимость с новейшими телеметрическими системами Schlumberger позволяет применять грунтонос в комбинации с такими приборами, как универсальный инклинометр GPIT и электроприводное устройство отсоединения кабеля (ECRD), которые ранее применялись только в составе сложных компоновок каротажных приборов. Возможность записывать гамма-каротаж в фоновом режиме экономит время на проведение корреляции и повышает точность привязки каждого образца керна к глубине. Физические параметры бурения, такие как нагрузка на долото, контролируются в режиме реального времени для обеспечения оптимальных характеристик в каждой точке отбора керна. Грунтонос XL-Rock оборудован гидравлическим мотором, мощности которого достаточно для отбора кернов с высоким процентом выноса в различных литологических разностях, от твердых, хрупких вулканогенных пород до слабосцементированных песчаников, карбонатов и глин.

Грунтонос XL-Rock отличается минимальным уровнем производственного риска. Керноотборник имеет длину 11,2 метра и является самым коротким на современном рынке аналогичных приборов. Кроме того, имеющийся привод, идущий к долоту, со встроенным защитным механизмом, обеспечивает управляемое отсоединение бурового инструмента в случае его прихвата. Совместимость с устройством ECRD также существенно повышает надежность эксплуатации кабеля и намного снижает вероятность прихватов.

Применение

- Определение геомеханических свойств пород
- Фазовая проницаемость
- Минералогический состав пород: рентгенодифракционный анализ, исследования на сканирующем электронном микроскопе, изотопный анализ
- Петрографическое описание
- Определение характеристик материнской породы и нефти
- Калибровка ГИС: плотность, коэффициенты m и n , определение граничного значения T_2 для ЯМК, определение минералогического состава и общего содержания органического углерода (ТОС), механические свойства для акустического каротажа
- Гранулометрический анализ
- Определение емкостных свойств коллектора
- Определение фильтрационных свойств коллектора
- Характеристика капиллярного давления

Характеристики измерений

	Грунтонос XL-Rock
Регистрируемые данные	Боковой керн
Скорость каротажа	Стационарный вид исследования Среднее время отбора керна: 3–8 мин. в каждой точке отбора
Диапазон измерений	Размер бокового керна: диаметр 3,81 см [1,5 дюйма] × длина 6,35 см [2,5 дюйма] (50 шт. на спуск) диаметр 3,81 см [1,5 дюйма] × длина 7,62 см [3,0 дюйма] (50 шт. на спуск) диаметр 3,81 см [1,5 дюйма] × длина 8,89 см [3,5 дюйма] (44 шт. на спуск)
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ
Специальное применение	Спуск на кабеле, бурильных трубах с помощью комплекта транспортировки для сложных условий TLC, на ГНКТ

† В зависимости от литологических свойств

Механические характеристики

Макс. рабочая температура	177°C [350°F] [†]
Макс. рабочее давление	Стандарт: 173 МПа [25 000 psi] Высокое давление: 207 МПа [30 000 psi]
Мин. диаметр скважины	19,05 см [7,5 дюйма]
Макс. диаметр скважины	49,53 см [19 дюймов]
Наружный диаметр	16,51 см [6,5 дюйма] [‡]
Длина	11,2 м [36,5 фута]
Масса (на воздухе):	440 кг [970 фунтов]
Прочность на натяжение	101 860 Н [22 900 фунт-силы]
Прочность на сжатие	55 600 Н [12 500 фунт-силы]

† С сосудом Дюара возможен спуск при T=204°C (400°F)

‡ У компоновки долота

Механический боковой грунтонос MSCT



В стандартной конфигурации роторный механический боковой грунтонос (MSCT) позволяет получить 50 керновых образцов. Имеются конфигурации для извлечения 75 керновых или 20 кернорвательных (в зависимости от емкости кернорвателя) образцов. Каждый образец изолируется для обеспечения безошибочной идентификации, а в сводном отчете на устье дается перечень всех образцов с указанием точной глубины и времени отбора каждого образца.

Имеющийся на каротажной установке дисплей, работающий в режиме реального времени, используется для подтверждения надлежащей работы инструмента и отбора образцов. Грунтонос MSCT спускается в связке с прибором ГК для корреляции с результатами каротажа в открытом стволе и обеспечения точной привязки точек отбора керна по глубине в режиме реального времени.

Область применения

- Литологический анализ
- Анализ вторичной пористости
- Определение пористости и проницаемости
- Подтверждение признаков УВ
- Определение содержания глин
- Определение плотности твердой части породы
- Определение литологии
- Выявление трещин

Метрологические характеристики

	MSCT
Результат на выходе	Керны из стенки скважины [†]
Скорость каротажа	Стационарно
кern	Скорость отбора керна (средн.) от 3 до 5 мин на
Диапазон измерений	Размер керна: длина 50,8 мм [2 дюйма], диаметр 23,4 мм [0,92 дюйма]
Глубина образца керна	Длина керна: 38,1 или 44,4 мм [1,5 или 1,75 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Отсутствуют

[†] MCFU AA используется для получения 50 кернов на спуск, а MCCU используется для получения 20 кернов на спуск

Физические характеристики

	MSCT
Макс. рабочая температура	177°C [350°F] [†]
Макс. рабочее давление	Стандартный вариант: 138 МПа [20000 psi] Вариант для выс. давления: 172 МПа [25000 psi]
Мин. диаметр скважины	Без отклонителей: 15,87 см [6 1/4 дюйма]
Макс. диаметр скважины	48,26 см [19 дюймов]
Наружный диаметр	13,65 см [5 3/8 дюйма] [‡]
Длина	9,54 м [31,29 фута]
Масса	340 кг [750 фунтов] [§]
Макс. усилие при растяжении	101860 Н [22900 фунт-сил]
Макс. усилие при сжатии	55600 Н [12500 фунт-сил]

[†] MSCT-A может спускаться при температуре 400°F [204°C] с сосудом Дьюара (UDFH-KF). Работы с успехом выполнялись и при температуре 425°F [218°C].

[‡] При снятых отклонителях диаметр MSCT уменьшается до 5 дюймов [12,70 см], и он может спускаться в скважины диаметром 57/8 дюйма [14,92 см].

[§] Масса зонда составляет 580 фунтов [263 кг].

Боковой стреляющий грунтонос CST

При помощи бокового стреляющего грунтоноса CST* можно получить до 90 образцов породы за одну СПО с использованием комплекта бойков. Точность расположения стреляющего устройства ударного типа обеспечивается использованием диаграммы ПС или ГК. Управляемый с устья пороховой заряд с электрическим зажиганием выстреливает пустотелый цилиндрический боек в пласт на каждой глубине отбора образцов породы. Каждый боек крепится к стреляющему устройству двумя тросиками, которые предназначены для извлечения бойка с образцом породы. Прочность тросика на разрыв составляет примерно 1800 фунт-сил [8000 Н] для освобождения стреляющего устройства от бойка, что позволяет избежать прихвата грунтоноса CST в скважине в случае застревания бойка.

Стреляющие устройства CST оснащаются различным количеством бойков. Имеются бойки различных конструкций, обеспечивающие оптимальное извлечение образцов породы из пластов с различными показателями цементированности. Размер извлекаемых образцов обычно является достаточным для анализа поведения кернов.

Область применения

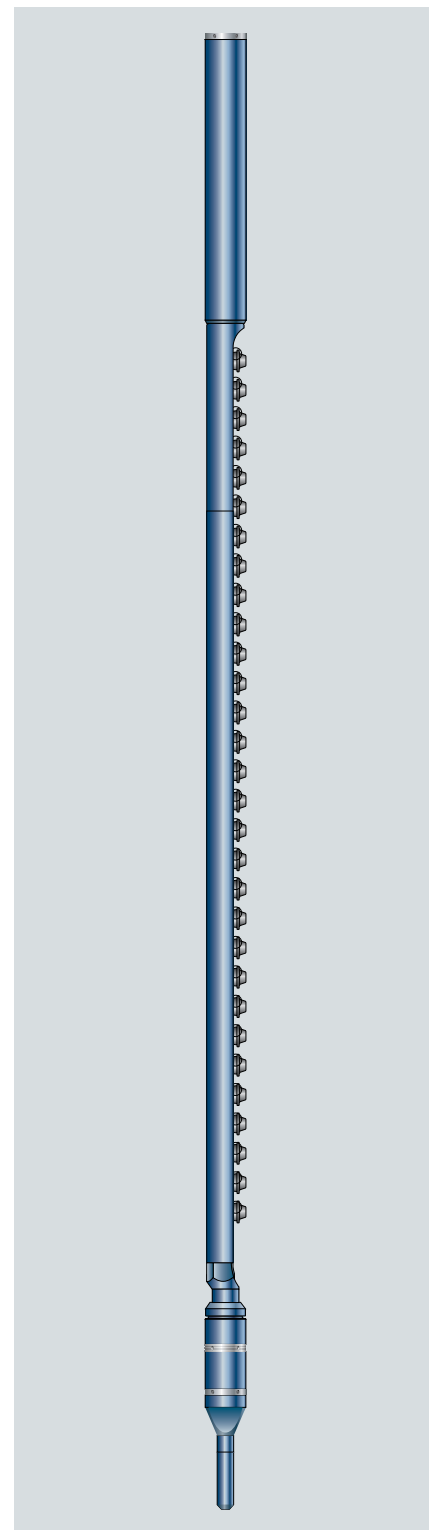
- Измерение пористости
- Оценка проницаемости
- Определение литологии
- Определение гранулометрического состава, плотности и формы частиц породы
- Определение УВ
- Оценка объемов нефти, газа и воды

Метрологические характеристики

Прибор CST	
Результат на выходе	Керны из стенки скважины
Скорость каротажа	Стационарно
Ограничения по типу и плотности бурового раствора	Выбор заряда определяется гидростатическим и характеристиками пласта
Комплексируемые приборы	Обычно для корреляции спускается в связке с прибором ГК PGGT* Для получения в общей сложности до 90 образцов породы может использоваться до 3 стреляющих устройств
Специальные области применения	Антикоррозийное исполнение

Физические характеристики

Прибор CST	
Макс. рабочая температура	Заряды ВВ: 138°C [280°F] в течение 1 ч или 232°C [450°F] в течение 1 ч.
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр скважины	10,48 см [4 ¹ / ₈ дюйма]
Макс. диаметр скважины	63,50 см [25 дюймов]
Наружный диаметр†	от 8,57 до 13,33 см [от 3 ³ / ₈ до 5,25 дюйма]
Длина†	от 2,08 до 5,21 м [от 6,83 до 17,08 футов]
Масса†	от 57 до 184 кг [от 125 до 406 фунтов]
Макс. усилие при растяжении	222410 Н [50000 фунт-сил]
Макс. усилие при сжатии	102310 Н [23000 фунт-сил]



Технические характеристики пробоотборника CST

	CST-AA	CST-BA	CST-C	CST-DA	CST-G	CST-G60N	CST-G60P	CST-G60Y
Образцы керна	30	30	30	30	30	60	60	60
Номинальная температура	232°C [450°F]	232°C [450°F]	232°C [450°F]	138°C [280°F]	138°C [280°F]	138°C [280°F]	138°C [280°F]	138°C [280°F]
Номинальное давление	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	21,59 см [8½ дюйма]	21,59 см [8½ дюйма]	21,59 см [8½ дюйма]	21,59 см [8½ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]	15,55 см [6½ дюйма]
Макс. диаметр скважины	63,50 см [25 дюймов]	63,50 см [25 дюймов]	63,50 см [25 дюймов]	63,50 см [25 дюймов]	31,75 см [12½ дюйма]	31,75 см [12½ дюйма]	31,75 см [12½ дюйма]	31,75 см [12½ дюйма]
Наружный диаметр	13,33 см [5,25 дюйма]	11,43 см [4,5 дюйма]	13,33 см [5,25 дюйма]	11,43 см [4,5 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	11,11 см [4,375 дюйма]
Длина	2,77 м [9,08 фута]	2,41 м [7,92 фута]	2,39 м [7,86 фута]	3,48 м [11,42 фута]	2,89 м [9,50 фута]	5,21 м [17,08 фута]	5,21 м [17,08 фута]	5,09 м [16,71 фута]
Масса	119 кг [262 фунта]	104 кг [229 фунтов]	91 кг [200 фунтов]	148 кг [326 фунтов]	79 кг [175 фунтов]	140 кг [308 фунтов]	140 кг [308 фунтов]	140 кг [308 фунтов]

Технические характеристики пробоотборника CST

	CST-GY	CST-J	CST-U	CST-V	CST-W	CST-Y	CST-Z
Образцы керна	30	25	24	21	12	21	30
Номинальная температура	138°C [280°F]	232°C [450°F]	232°C [450°F]	232°C [450°F]	232°C [450°F]	232°C [450°F]	232°C [450°F]
Номинальное давление	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	15,56 см [6½ дюйма]	10,46 см [4¼ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]	12,07 см [4¾ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]	21,59 см [8½ дюйма]
Макс. диаметр скважины	31,75 см [12½ дюйма]	25,40 см [10 дюймов]	31,75 см [12½ дюйма]	31,75 см [12½ дюйма]	31,75 см [12½ дюйма]	31,75 см [12½ дюйма]	63,50 см [25 дюймов]
Наружный диаметр	11,11 см [4,375 дюйма]	8,57 см [3,375 дюйма]	11,11 см [4,375 дюйма]	11,11 см [4,375 дюйма]	11,11 см [4,375 дюйма]	11,11 см [4,375 дюйма]	13,33 см [5,25 дюйма]
Длина	2,89 м [9,50 фута]	3,93 м [12,92 фута]	2,08 м [6,83 фута]	2,32 м [7,60 фута]	2,46 м [8,08 фута]	2,32 м [7,60 фута]	3,48 м [11,42 фута]
Масса	79 кг [175 фунтов]	85 кг [187 фунтов]	57 кг [125 фунтов]	76 кг [168 фунтов]	67 кг [148 фунтов]	76 кг [168 фунтов]	184 кг [406 фунтов]

**Оценка состояния
ствола скважины**

Isolation Scanner: прибор для оценки цементирования

Прибор Isolation Scanner, применяемый для оценки цементирования, сочетает традиционный метод эхозондирования с новой ультразвуковой техникой (построение изображения волн изгиба) для точной оценки любого вида цемента, от обычных жидких цементных растворов и тяжелых цементов до новейших облегченных цементов и пеноцементов. Такой инновационный подход позволяет получить информацию в режиме реального времени о цементировании в более широком диапазоне условий, чем при использовании традиционных технологий.

В дополнение к отслеживанию эффективности цементных работ по изоляции интервалов, прибор Isolation Scanner определяет наличие каналов в цементном камне. Азимутальный и радиальный охват прибора позволяет легко различать твердые частицы малой плотности от жидкости, что помогает отличить облегченные цементы и пеноцементы от загрязненных цементов и жидкостей. Используя детальные изображения, созданные прибором, можно проводить оценку качества центрирования обсадной колонны в скважине, а также с помощью измерений внутреннего диаметра и толщины стенки определять коррозию или износ колонны, вызванный буровыми работами.

Возможность построения изображения волн изгиба служит значительным дополнением к эхозондированию и измерениям акустического импеданса. Эта технология основана на импульсном возбуждении и распространении волн изгиба в обсадной колонне, которые порождают глубоко-проникающие объемные акустические волны в затрубном пространстве. Затухание первой волны в обсадной колонне, регистрируемое двумя приемниками, дает возможность точно определять фазовое состояние материала, контактируемого с обсадной колонной, как твердое, жидкое или газообразное.

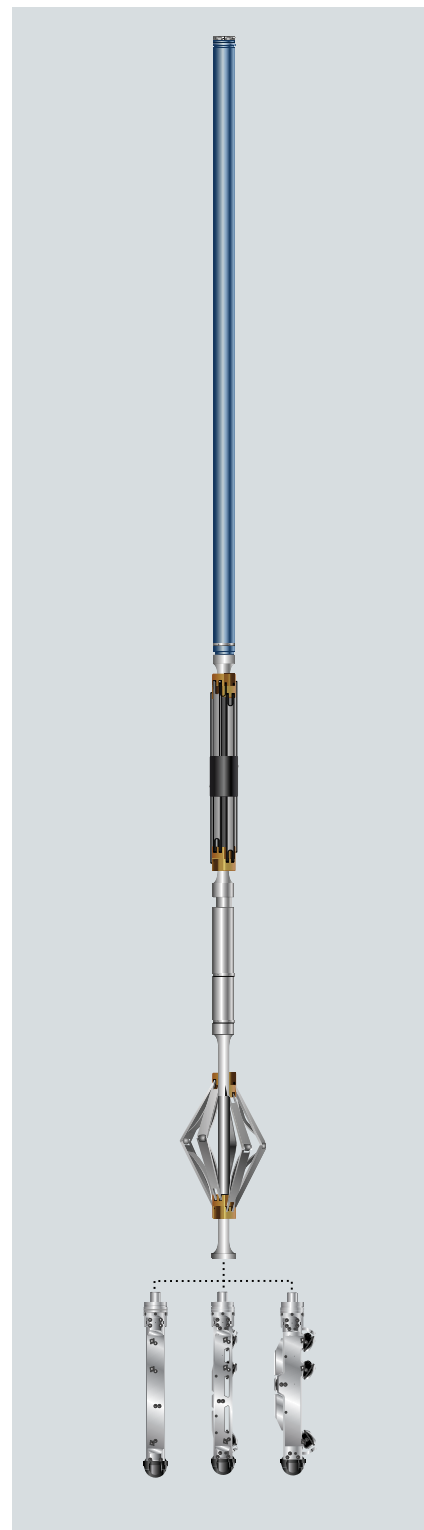
Импульсы, отраженные от границы контакта «затрубное пространство/пласт» предоставляют дополнительную информацию об условиях в обсаженном стволе:

- скорость акустических волн (ρ или s) в затрубном пространстве;
- положение обсадной колонны в стволе или второй обсадной колонне;
- геометрическая форма ствола.

Можно задать достаточно низкий шаг дискретизации по вертикали – до 0,6 дюйма (1,52 см), а разрешение по азимуту максимум 100. Ввиду того, что измерения методом акустического импеданса и затухания волны изгиба являются автономными, их комбинированный анализ дает представление о свойствах скважинного флюида, т.е. исключается необходимость отдельного исследования свойств флюида.

Область применения

- Возможность отличить облегченный цемент с высокими эксплуатационными характеристиками (пеноцемент, LiteCRETE и UltraLite CRETE) от жидкостей.
- Отображение материала затрубного пространства – твердый, жидкий, газообразный.
- Оценка качества гидроизоляции.
- Получение изображений каналов и дефектов в цементном камне за колонной.
- Визуализация положения обсадной колонны в стволе.
- Оценка кольцевого пространства за обсадной колонной/цементом.
- Определение внутреннего диаметра и толщины обсадной колонны.



Характеристики измерений

Isolation Scanner: прибор для оценки качества цементирования	
Регистрируемые данные †	Отображение материала затрубного пространства (твердый, жидкий, газообразный); прослеживание гидродинамической сообщаемости; акустический импеданс; затухание волны изгиба, кавернозность ствола скважины, отображение толщины обсадной колонны, отображение внутреннего радиуса.
Скорость каротажа	Стандартная разрешающая способность: (6 дюймов, дискретизация 10°) 823 м/ч [2700 фут/ч] Высокая разрешающая способность: (0,6 дюйма, дискретизация 5°) 172 м/ч [563 фут/ч]
Диапазон измерений†	Мин. толщина обсадной колонны: 0,38 см [0,15 дюйма] Макс. толщина обсадной колонны: 2,01 см [0,79 дюйма]
Вертикальное разрешение	Высокая разрешающая способность: 1,52 см [0,6 дюйма] Высокая скорость: 15,24 см [6 дюймов]
Погрешность‡	Акустический импеданс: ≤ 0 — 10 Mrayl [диапазон]; 0.2 Mrayl [разрешение]; 0 – 3,3 Mrayl = $\pm 0,5$ Mrayl, >3,3 Mrayl = $\pm 15\%$ [погрешность]
Радиус исследования†	Обсадные колонны и затрубное пространство до 7,62 см [3 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора †	Смоделированные условия перед каротажем
Совместимость	Только внизу, совместим с большинством приборов, спускаемых на кабеле Телеметрия: быстрая или расширенная трансферная шина
Специальное применение	В условиях H ₂ S

† Исследования по полной ширине затрубного пространства зависят от наличия сигнала с границ раздела трех сред. Анализ и обработка, выходящие за рамки стандартной цементометрии, позволяют определить дополнительные характеристики на основе дополнительных данных, в том числе, волновой акустический каротаж за колонной с записью ФКД

‡ Калибровочный шаблон 8 мм

§ Определение типа материалов только лишь методом акустического импеданса требует минимального допущения в пределах 0,5 Mrayl между жидкостью и твердым материалом за колонной.

†† Для обсадной колонны с толщиной стенок 8 мм (0,3 дюйма)

‡‡ Максимальный вес раствора зависит от рецептуры, переводника и от размера и веса обсадной колонны, моделируемые до каротажа.

Механические характеристики

Isolation Scanner: прибор для оценки качества цементирования	
Макс. рабочая температура	177°C (350°F)
Макс. рабочее давление	138 Мпа [2000 psi]
Мин. диаметр обсадной колонны †	41/2 дюйма (минимальный проходной диаметр: 10,16 см (4 дюйма))
Макс. диаметр обсадной колонны †	133/8 дюйма
Наружный диаметр	IBCS-A: 8,57 см [3.375 дюйма] IBCS-B: 11,36 см [4.472 дюйма] IBCS-C: 16,91 см [6.657 дюйма] IBCS-D: 22,19 см [8.736 дюйма]
Длина	Без переводника: 6,01 м [19.73 фут] переводник IBCS-A: 0,61 м [2.01 фут] переводник IBCS-B: 0,60 м [1.98 фут] переводник IBCS-C: 0,60 м [1.98 фут] переводник IBCS-D: 0,60 м [1.98 фут]
Масса	Без переводника: 151 кг [333 фунтов] переводник IBCS-A: 7,59 кг [16.75 фунтов] переводник IBCS-B: 9,36 кг [20.64 фунтов] переводник IBCS-C: 10,73 кг [23.66 фунтов] переводник IBCS-D: 11,13 кг [24.55 фунтов]
Макс. прочность переводника на растяжение	10000 Н [2250 фунт силы]
Макс. прочность переводника на сжатие	50000 Н [12250 фунт силы]

† Ограничения по размеру обсадной колонны зависят от применяемого переводника. Данные могут быть получены в обсадной колонне размером более чем 9 5/8 дюйма с раствором с низкими ослабляющими свойствами (например, вода, минерализованный раствор)

Оценка качества цементирования обсадной колонны. Акустические цементомеры

Акустические цементомеры позволяют оценить качество сцепления цемента в заколонном пространстве с обсадной колонной. Эти измерения выполняются акустическими и ультразвуковыми приборами. В случае использования приборов АК результаты измерений обычно отображаются на цементограмме в милливольтгах, децибелах, либо и в том, и в другом виде. Снижение показаний в милливольтгах или увеличение затухания в децибелах является признаком лучшего качества сцепления цемента со стенками обсадной колонны. На качество сцепления цемента влияют следующие факторы:

- качество проектирования и выполнения цементных работ, а также эффективность удаления бурового раствора;
- прочность цементного камня на сжатие;
- изменения температуры и давления в обсадной колонне после цементирования;
- нанесение эпоксидного покрытия на наружную стенку обсадной колонны.

Прибор АК малого диаметра SlimXtreme

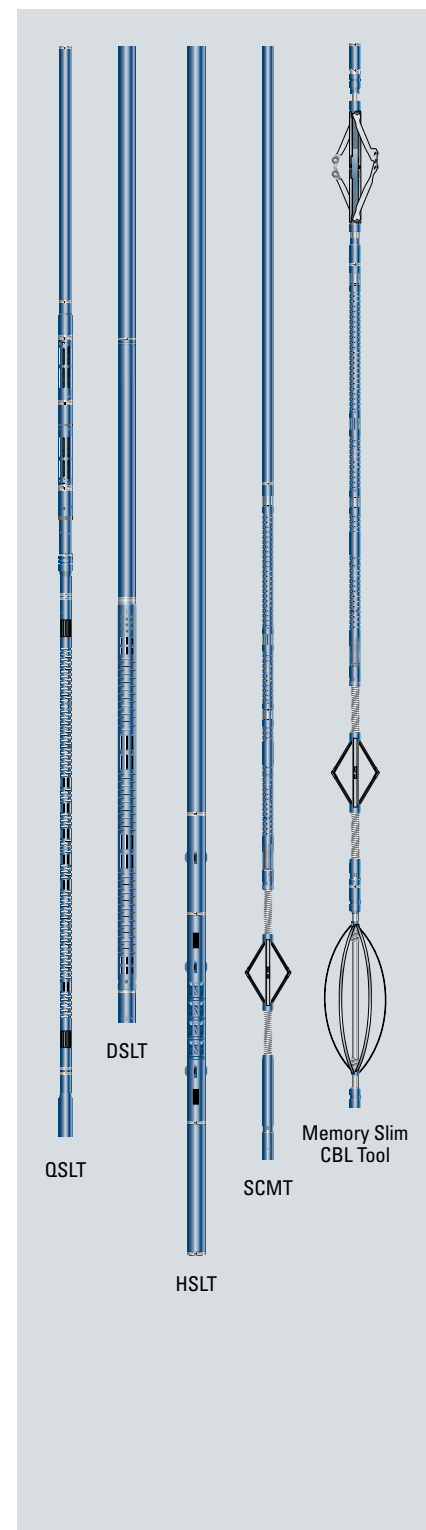
Прибор АК малого диаметра (QSLT) — это цифровой прибор АК, предназначенный для определения качества цементирования обсадной колонны в скважинах малого диаметра в условиях аномально высокого пластового давления и температуры (АВПД/АВИТ). Прибор QSLT позволяет проводить обычные акустические измерения в необсаженных скважинах, получать стандартные диаграммы амплитуд АКЦ, фазокорреляционные диаграммы и измерения затухания, которые в меньшей степени подвержены влиянию ствола скважины. Для оценки качества цементирования в условиях высокоскоростных разрезов прибор QSLT позволяет также прово-

дить измерения малым зондом (0,30 м (1 фут)). Расстояния «источник – приемник» между двумя источниками и шестью приемниками зонда QSLT составляют 0,30; 0,91; 1,07; 1,22; 1,37 и 1,52 м (1; 3; 3,5; 4; 4,5 и 5 футов), что позволяет выполнить следующие расчеты:

- стандартная 3-футовая АКЦ и 5-футовая ФКЦ;
- затухание, замеренное приемниками с базой 3,5 и 4,5 фута с компенсацией за влияние ствола скважины;
- ближнее псевдозатухание, замеренное приемниками с базой 3 фута;
- затухание, замеренное приемником с наименьшей базой 1 фут для оценки сцепления цементного камня в интервалах высокоскоростных разрезов, когда замеры приемниками со стандартной базой 3 фута не дают точной картины качества цементирования.

Цементограмма с использованием цифрового прибора АК

Цифровой прибор АК (DSLST — Digital Sonic Logging Tool) использует зонд акустического каротажа (SLS — Sonic Logging Sonde) для измерения амплитудных характеристик АКЦ и отображения ФКЦ для оценки качества цементирования обсадной колонны. Отображение ФКЦ или волновая картина X-Y предоставляется в сочетании с индексом качества цементирования и амплитудой сигнала. Прибор DSLST также используется в открытом стволе для выполнения традиционных акустических измерений интервального времени с компенсацией влияния скважины (с базой 3 и 5 футов) и интервального времени с поправкой за скважинные условия и глубину (DDBHC) (с базой от 2,74 до 3,35 м (от 9 до 11 футов)).



Цементограмма с использованием прибора АК для скважин с неблагоприятными условиями

Прибор АК для скважин с неблагоприятными условиями (HSLT – Hostile Environment Sonic Logging Tool) выполняет те же измерения амплитудных характеристик АКЦ и ФКЦ для оценки качества цементирования обсадной колонны, что и прибор SSLT в скважинах с аномально высоким давлением и температурой.

Акустический цементомер малого диаметра

Акустический цементомер малого диаметра (SCMT – Slim Cement Mapping Tool) – это прибор, спускаемый через НКТ и совместимый с платформой промышленного каротажа PS Platform для выполнения целого ряда диагностических работ на скважине. Существуют два типоразмера прибора: диаметром 111/16 дюйма (4,29 см) со стандартным значением максимальной рабочей температуры (302°F (150°C)) и 21/16 дюйма (5,24 см) с максимальной рабочей температурой 392°F (200°C). Прибор SCMT подходит для применения как при капитальном ремонте скважин (КРС), так и в новых скважинах. Использование прибора SCMT дает явное преимущество при выполнении КРС на скважине, поскольку в этом случае устраняется необходимость подъема колонны НКТ выше исследуемого горизонта для оценки качества цементирования. Прибор SCMT можно спускать через большинство колонн НКТ для исследования расположенных за ними обсадных колонн. Что касается новых скважин, то прибор SCMT является превосходным выбором для исследования обсадных колонн диаметром 75/8 дюйма (19,36 см) и менее.

В приборе SCMT имеется один источник, два приемника на расстоянии 3 и 5 футов (0,91 1,52 м) от источника, и восемь сегментированных приемников на расстоянии 2 фута (0,61 м) от источника. Выходные сигналы ближнего (3-футового) приемника используются для регистрации АКЦ и измерения интервального времени. Выходные сигналы дальнего (5-футового приемника) используются для измерений ФКЦ. Восемь сегментированных приемников создают радиальное изображение изменений качества сцепления цементного камня с колонной.

Акустический цементомер малого диаметра с запоминающим устройством

Цементомер малого диаметра с запоминающим устройством (Memory Slim Cement Bond Logging Tool) обеспечивает выполнение измерений АКЦ и ФКЦ через стенки НКТ на расстоянии соответственно 3 и 5 футов от источника с точностью и качеством, не уступающим приборам, которые выводят показания на поверхность. Благодаря малому диаметру (111/16 дюйма), этот прибор можно спустить в нужный интервал без подъема НКТ из скважины. Прибор одновременно записывает данные гамма-каротажа, локатора муфт, давление, температуру и форму акустической волны за один спуск, при этом оцифровка формы волн производится пока прибор еще находится в скважине. Общее время работы прибора со всеми датчиками может достигать более 40 часов, включая 16 часов непрерывной регистрации формы акустической волны. Имеются скважинные записывающие системы как во взрывобезопасном, так и в обычном исполнении.

Для полного исследования скважины и пласта за один спуск цементомер Memory Slim CBL Tool может спускаться в скважину вместе с другими приборами промышленного каротажа на аппаратной платформе PS Platform. Приборы и датчики можно доставить в скважину на бурильных трубах, на гибких насосно-компрессорных трубах, на проволоке или с помощью манипулятора для доставки приборов на ГНКТ типа «трактор». Программное обеспечение для платформы PS Platform используется для обработки данных на скважине или для последующей детальной обработки и подготовки каротажных диаграмм.

Область применения

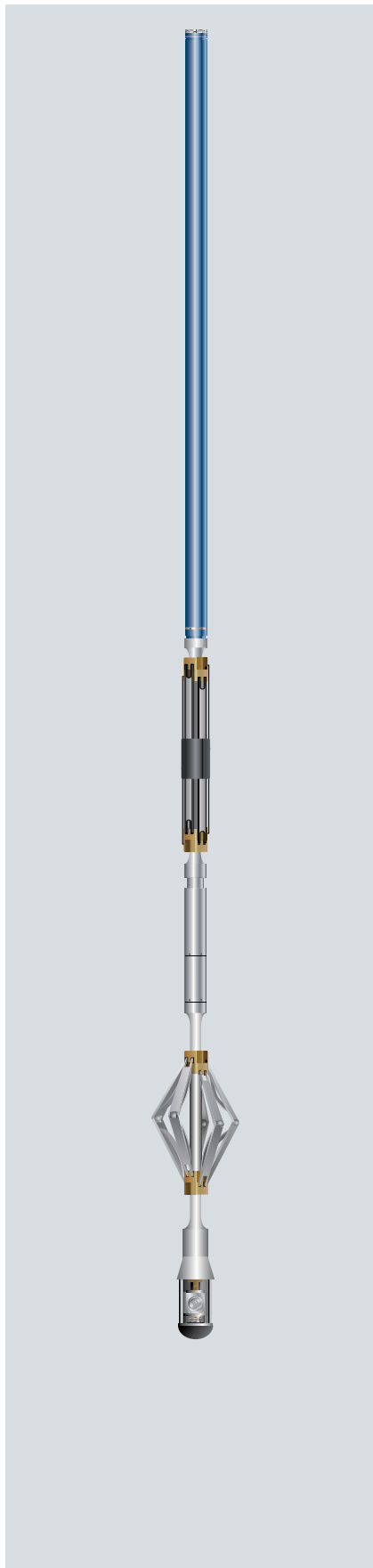
- оценка качества цемента;
- определение качества изоляции интервала;
- отбивка высоты подъема цемента.

Характеристики измерений

	QSLT	DSLТ	HSLT	SCMT-C и SCMT-H	Memory Slim CBL Tool
Регистрируемые данные	0,91 м [3 фута] АКЦ и затухание, 0,30 м [1 фут] затухание, 1,52 м [5 футов] ФКД	0,91 м [3 фута] амплитудный АКЦ, SLS-C и SLS-D: 1,52 м [5 футов] ФКД	0,91 м [3 фута] амплитудный АКЦ, 1,52 м [5 футов] ФКД	0,91 м [3 фута] амплитудный АКЦ, 1,52 м [5 футов] ФКД, Карта изменения качества цементного камня	0,91 м [3 фута] АКЦ, 1,52 м [5 футов] ФКД, ГК, МЛМ, время пробега волны, прочность цемента при сжатии
Скорость каротажа	1 097 м/час [3600 футов/час]	1 097 м/час [3600 футов/час]	1 097 м/час [3600 футов/час]	549 м/час [1800 футов/час]	549 м/час [1800 футов/час]
Разрешение по вертикали	Ближнее затухание: 1 фут [0,30 м] АКЦ: 0,91 м [3 фута] ФКД: 1,52 м [5 футов]	АКЦ: 0,91 м [3 фута] ФКД: 1,52 м [5 футов]	АКЦ: 0,91 м [3 фута] ФКД: 1,52 м [5 футов]	АКЦ: 0,91 м [3 фута] ФКД: 1,52 м [5 футов]	АКЦ: 0,91 м [3 фута] ФКД: 1,52 м [5 футов] Карта изменения качества цементного камня: 0,61 м [2 фута]
Радиус исследования	АКЦ: контакт «обсадная колонна-цементный камень» ФКД: зависит от сцепления и породы	АКЦ: контакт «обсадная колонна-цементный камень» ФКД: зависит от сцепления и породы	АКЦ: контакт «обсадная колонна-цементный камень» ФКД: зависит от сцепления и породы	АКЦ: контакт «обсадная колонна-цементный камень» ФКД: зависит от сцепления и породы	АКЦ: контакт «обсадная колонна-цементный камень» ФКД: зависит от сцепления и породы
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Совместимость	Входит в систему SlimXtreme	Совместим с большинством приборов	Входит в систему Xtreme, совместим с большинством приборов	совместим с системой PS Platform	совместим с системой PS Platform
Специальные области применения	Каротаж через БТ, НКТ, и в обсадной колонне малого диаметра, высокоскоростные разрезы			Каротаж через БТ, НКТ, и в обсадной колонне малого диаметра, высокоскоростные разрезы	Каротаж через БТ, НКТ, и в обсадной колонне малого диаметра

Механические характеристики

	QSLT	DSLТ	HSLT	SCMT-C и SCMT-H	Memory Slim CBL Tool
Макс. рабочая температура	2600°C [5000°F]	1500°C [3020°F]	2600°C [5000°F]	SCMT-C: 1500°C [3020°F] SCMT-H: 2000°C [3920°F]	1500°C [3020°F]
Макс. рабочее давление	207 МПа [30000 psi]	138 МПа [20000 psi]	172 МПа [25000 psi]	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]
Мин. диаметр обсадной колонны	11,43 см [4½ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]	13,97 см [5½ дюйма]	SCMT-C: 6,03 см [2½ дюйма] SCMT-H: 7,30 см [2½ дюйма]	7,30 см [2½ дюйма]
Макс. диаметр обсадной колонны	21,91 см [8½ дюйма]	33,97 см [13¾ дюйма]	33,97 см [13¾ дюйма]	19,37 см [7½ дюйма]	19,37 см [7½ дюйма]
Наружный диаметр	7,62 см [3 дюйма]	9,21 см [3,625 дюйма]	9,84 см [3,875 дюйма]	SCMT-C: 4,29 см [1,6875 дюйма] SCMT-H: 2.06 in [5.23 cm]	4,29 см [1,6875 дюйма]
Длина	Без внутреннего центризатора: 7 м [23 фута] С внутренним центризатором: 9,11 м [29,9 фута]	SLS-E: 6,29 м [20,63 фута] SLS-F: 7,26 м [2 3,81 фута]	7,77 м [25,5 фута]	SCMT-C: 23, 7,14 м [45 дюймов] SCMT-H: 8,79 м [28,85 фута]	7,15 м [23,45 фута]
Масса†	122 кг [270 фунтов]	SLS-E: 142 кг [313 фунтов] SLS-F: 160 кг [353 фунта]	199 кг [440 фунтов]	SCMT-C: 45 кг [100 фунтов] SCMT-H: 73 кг [162фунта]	45,4 кг [100,2 фунта]
Максимальное усилие при растяжении	57830 Н [13000 фунт-силы]	132110 Н [29700 фунт-силы]	88960 Н [20000 фунт-силы]	26240 Н [5900 фунт-силы]	26240 Н [5900 фунт-силы]
Максимальное усилие при сжатии	19570 Н [4400 фунт-силы]	12270 Н [2870 фунт-силы]	26690 Н [6000 фунт-силы]	670 Н [150 фунт-силы]	670 Н [150 фунт-силы]



Прибор ультразвукового сканирования USI

В приборе ультразвукового сканирования (USIT – Ultra-Sonic Imaging Tool) используется датчик, смонтированный на вращающейся ультразвуковой муфте (USRS), расположенной в нижней части прибора. Генератор излучает ультразвуковые импульсы на частотах от 200 до 700 кГц и принимает ультразвуковые волны, отраженные от внутренней и наружной границ обсадной колонны. Скорость затухания принимаемых волн указывает на качество сцепления цементного камня с обсадной колонной, а резонансная частота обсадной колонны определяет ее толщину – необходимый параметр для исследования технического состояния труб. Поскольку датчик установлен на вращающейся муфте, сканирование осуществляется по всей окружности колонны. Полное покрытие в 360° дает возможность выполнить оценку качества цементирования наряду с определением состояния внутренних и внешних стенок обсадной колонны. Очень высокое азимутальное и вертикальное разрешение обеспечивает обнаружение узких каналов шириной до 1,2 дюйма [3,05 см]. На скважине в режиме реального времени программно-аппаратурным комплексом генерируются цементограммы, данные о толщине стенок, внутреннем и внешнем радиусе колонны, а также карты, не требующие дополнительных пояснений.

Область применения

- Оценка качества цементирования
- Исследование состояния обсадных колонн
- Обнаружение и контроль коррозии
- Обнаружение внутренних и наружных повреждений и деформаций
- Анализ толщины стенки обсадной колонны для расчета значений давления смятия и разрыва

Метрологические характеристики

	USIT
Регистрируемые данные	Акустический импеданс, сцепление цемента с обсадной колонной, внутренний радиус, толщина стенки обсадной колонны
Скорость каротажа	549 м/ч [1800 футов/ч]
Диапазон измерений	Акустический импеданс: от 0 до 10 МПа.сек/м [от 0 до 10 Мегарейл]
Вертикальное разрешение	Стандартно: 15,24 см [6 дюймов]
Погрешность	Менее 3,3 мегарейл: ±0,5 мегарейл
Радиус исследований	Граница «обсадная колонна-цементный камень»
Ограничения по типу или плотности бурового раствора†	РВО: до 15,9 фунтов/галлон РНО: до 11,2 фунтов/галлон
Комплексируемые приборы	Прибор спускается только в нижней части связки, комплексируется с большинством приборов
Специальные области применения	Идентификация и определение направления узких каналов

† Точное значение зависит от типа системы бурового раствора и от диаметра обсадной колонны

Физические характеристики

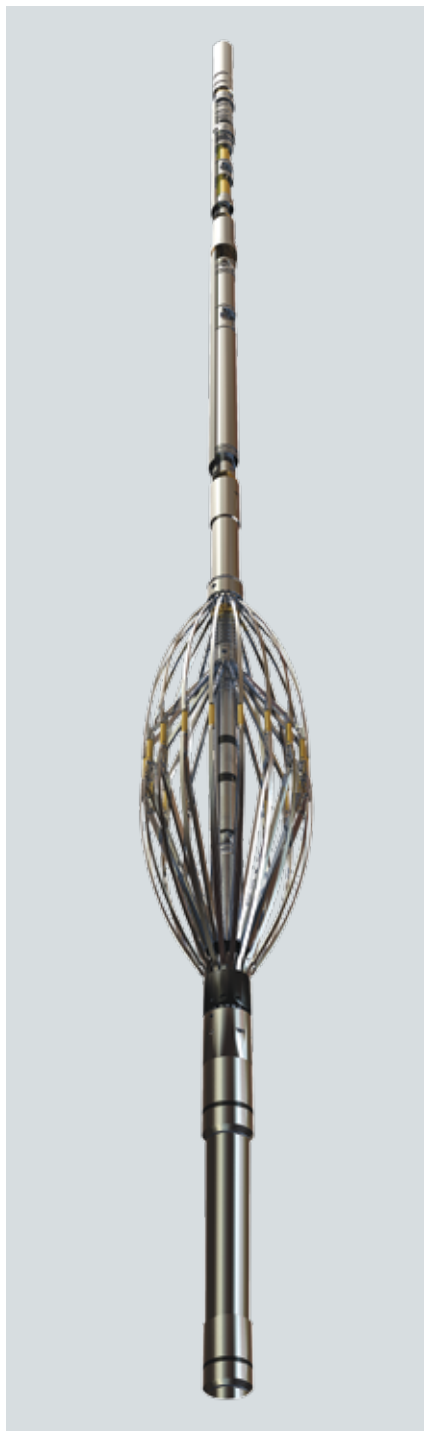
	USIT
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр обсадной колонны	11,43 см [4½ дюйма]
Макс. диаметр обсадной колонны	33,97 см [13¾ дюйма]
Наружный диаметр†	8,57 см [3⅜ дюйма]
Длина†	6,02 м [19,75 фута]
Масса†	151 кг [333 фунта]
Макс. усилие при растяжении	177930 Н [40000 фунт/сил]
Макс. усилие при сжатии	17790 Н [4000 фунт/сил]

† Без вращающейся муфты

Физические характеристики вращающейся муфты USIT

	USRS AB	USRS A	USRS B	USRS C	USRS D
Наружный диаметр	8,66 см [3,41 дюйма]	9,09 см [3,58 дюйма]	11,75 см [4,625 дюйма]	16,83 см [6,625 дюйма]	21,91 см [8,625 дюйма]
Длина	24,89 см [9,8 дюйма]	25,20 см [9,92 дюйма]	24,89 см [9,8 дюйма]	21,08 см [8,3 дюйма]	21,08 см [8,3 дюйма]
Масса	3,5 кг [7,7 фунта]	3,5 кг [7,7 фунта]	4,8 кг [10,6 фунта]	6,8 кг [15,0 фунта]	8,3 кг [18,3 фунта]

EM Pipe Scanner

Электромагнитный прибор проверки
состояния обсадных колонн

Электромагнитный прибор проверки состояния обсадных колонн EM Pipe Scanner использует электромагнитные измерения для оценки герметичности обсадных колонн путем определения местоположения и количественной оценки степени повреждения и коррозии.

Даже во время спуска в скважину на скорости до 1 097 метров/час (3 600 футов/час), прибор EM Pipe Scanner предоставляет ценную информацию, постоянно регистрируя средние значения внутреннего диаметра обсадной колонны и общую толщину стенок колонн в скважине. Полученные во время спуска данные используются при выборе режима записи каротажа во время подъема.

При проведении исследований в одноколонной конструкции скважины электромагнитным прибором EM Pipe Scanner можно выбрать два режима записи: проверка состояния обсадной колонны при скорости записи в 548 метров/час (1 800 футов/час) для выявления любых возможных коррозионных повреждений, а потом при необходимости повторная запись в диагностическом режиме на малой скорости для точного определения степени износа и характера коррозионного повреждения. В обоих режимах записи создаются низкочастотные и высокочастотные карты-развертки коррозионного износа. По результатам исследований в одноколонной конструкции скважины создается детальная таблица коррозионного износа обсадной колонны, в которой указаны средние значения потери металла, максимальная глубина проникновения и гистограммы данных по секциям обсадной колонны.

Прибор EM Pipe Scanner также регистрирует данные для выявления коррозионного износа в двухколонной конструкции скважины, например, в скважине, обсаженной одной обсадной колонной и НКГ. Катушка, установленная в отдельной секции прибора, позво-

ляет измерять общую толщину двухколонной конструкции скважины, но не способна определить толщину стенок для каждой трубы по-отдельности. Сравнительный анализ низкочастотной и высокочастотной карты-развертки коррозионного износа позволяет определить местоположение потери металла и отнести его или к внутренним стенкам НКГ или к другому месту.

Маленький диаметр прибора EM Pipe Scanner 5,4 см (2,125 дюйма) позволяет легко проходить в НКГ при проведении исследований в обсадной колонне диаметром от 73 мм. до 339.7 мм., для определения процента потери металла и среднего внутреннего диаметра обсадной колонны. Секция прибора с прижимными лапками азимутально сканирует обсадную колонну диаметром до 244.5 мм. Прибор может работать в скважинах, заполненных любой жидкостью или газом.

Применение

- Количественная оценка коррозионного износа одноколонной конструкции скважины
- Качественная оценка в многоколонной конструкции скважины
- Определение скорости коррозионного износа путем сравнительного анализа разновременных исследований
- Выявление коррозии обсадной колонны за НКГ
- Проверка состояния обсадной колонны под НКГ
- Определение внутреннего радиуса обсадной колонны за отложениями на внутренних стенках колонны

Характеристики измерений

EM Pipe Scanner	
Регистрируемые данные	Толщина стенок, внутренний диаметр обсадной колонны, характеристики обсадной колонны, высокочастотная и низкочастотная карты-развертки, отчет по коррозионному износу [†]
Скорость каротажа	Замеры толщины (ЕТНК) в одноколонной или двухколонной конструкции скважины: 1097 м/ч [3600 футов/ч] Получение карт-разверток (одноколонная конструкция скважины): 549 м/ч [1 800 футов/ч] проход со стандартным разрешением 91 м/ч [300 футов/ч] проход с высоким разрешением
Диапазон измерений	Максимальная толщина металла [‡] : 3,81 см [1,5 дюйма] на частоте 8,75 Гц
Разрешение	Затухание < 60 дБ: 1% Толщина стенок по результатам ЭМ исследований: 15% [§]
Погрешность	Внутренний диаметр ОК: ±0,5 дюйма ^{††}
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Любой скважинный флюид
Совместимость	Все приборы PS Platform Подготовка отчета по результатам исследований несколькими приборами
Специальное применение	Соответствует требованиям NACE по устойчивости к H ₂ S и CO ₂

[†] Отчет по коррозионному износу только для одноколонной конструкции скважины

[‡] Результаты измерений зависят от геометрии, характеристик и содержания хрома в металле обсадной колонны.

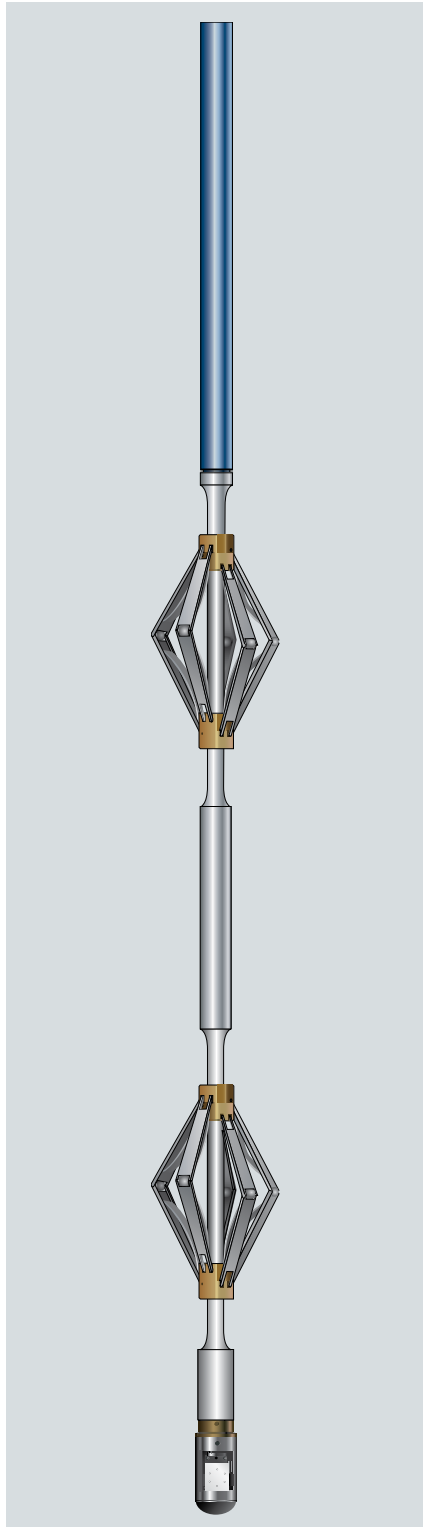
[§] Разрешение зависит от точности определения электропроводности обсадной колонны (сигма). Традиционный метод — применение спецификаций API «хорошей» секции обсадной колонны и корректировка электропроводности в соответствии с номинальным значением, типичным для диапазона 12,5% (Трубы нефтепромысла, Спецификации API 5CT, Спецификации на обсадные и насосно-компрессорные трубы).

^{††} Внутренний диам. ОК (dci) < 6 дюймов, эксцентриситет инструмента = [30% × (dci – 2,2 дюйма)]

Механические характеристики

EM Pipe Scanner	
Макс. рабочая температура	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	103 МПа [15 000 фунтов/кв.дюйм]
Мин. диаметр ОК	2 ⁷ / ₈ дюйма [Внутр. диам > 2,313 дюйма]
Макс. диаметр ОК	13 ³ / ₈ дюйма для ЭМ контроля толщины
Наружный диаметр	5,4 см [2,125 дюйма]
Секция с прижимными лапами	18 лап
Макс. диаметр	ОК диам. 9 ⁵ / ₈ дюйма
100% охват	ОК диам. 7 дюймов
Длина	6,0 м [19,7 фута]
Масса	50 кг [110 фунтов]
Прочность на натяжение	Ловильные работы: 10 000 фунт-силы [44 480 Н]
Прочность на сжатие	Ловильные работы: 3 000 фунт-силы [13 340 Н]

Контроль коррозии обсадных труб



Ультразвуковой сканер обсадной колонны UCS

Ультразвуковой сканер коррозии UCS* является дальнейшим развитием ультразвукового сканера USI. Прибор UCS обеспечивает получение всех необходимых данных для обнаружения, идентификации и количественной оценки повреждения или коррозии обсадной колонны. Он сконструирован специально для получения изображений с высоким азимутальным разрешением и тщательного исследования как внутренних, так и наружных поверхностей обсадных колонн диаметром от 4¹/₂ до 13³/₈ дюйма [от 11,43 до 33,97 см]. В результате повысилось качество регистрации отраженных сигналов.

Для анализа отражений используется сфокусированный ультразвуковой преобразователь, работающий на частоте 2 МГц, с полным азимутальным покрытием. По результатам анализа зарегистрированного сигнала производится расчет толщины стенки колонны и строятся карты состояния поверхности, при этом количественная оценка дается даже мелким дефектам, имеющимся как на внутренней, так и на внешней поверхности обсадной колонны. Усовершенствованная центрирующая система обеспечивает надлежащее центрирование даже в горизонтальных скважинах, а влияние нецентрированного положения прибора в стволе скважины снижается путем коррекции сигнала на скважине.

Область применения

- Оценка технического состояния обсадных колонн
- Идентификация, локализация и количественная оценка коррозии обсадных труб
- Оценка повреждений, нанесенных обсадной колонне в результате фрезерования, выполнения ловильных работ, или при пластической деформации
- Определение потерь металла с внутренней и внешней стороны
- Локализация отложений на внутренних и внешних поверхностях
- Локализация и идентификация интервалов перфорации
- Идентификация отверстий в обсадной колонне
- Идентификация изменения профиля и погонной массы обсадных труб
- Идентификация центраторов и прочих неоднородностей в обсадных колоннах

Метрологические характеристики

	Прибор USI
Регистрируемые данные	Динамическое изображение, изображение толщины стенки О/К, изображение внутреннего радиуса, определение акустических свойств флюида
Скорость каротажа	914 м/ч [3000 футов/ч] При высоком разрешении: 122 м/ч [400 футов/ч]
Диапазон измерений	Мин. толщина стенки О/К: в воде = 0,38 см [0,15 дюйма] в ослабляющих сигнал жидкостях, в т. ч. РНО = 0,51 см [0,2 дюйма]
Вертикальное разрешение	При высоком разрешении: 0,51 см [0,2 дюйма] При высокой скорости (914 м/ч): 3,81 см [1,5 дюйма]
Погрешность	Внутренний радиус: ± 1 мм [$\pm 0,04$ дюйма.] Толщина стенки О/К: $\pm 4\%$
Радиус исследований	Толщина стенки обсадной колонны
Ограничения по типу или плотности бурового раствора†	РНО: отсутствие твердой фазы РВО: Содержание твердой фазы <5%, плотность бурового раствора менее 1,9 г/см ³ [15,9 фунтов/галл.]
Комплексируемые приборы	Прибор спускается только в нижней части связки, комплексируется с большинством приборов
Специальные области применения	Антикоррозийное исполнение

Физические характеристики

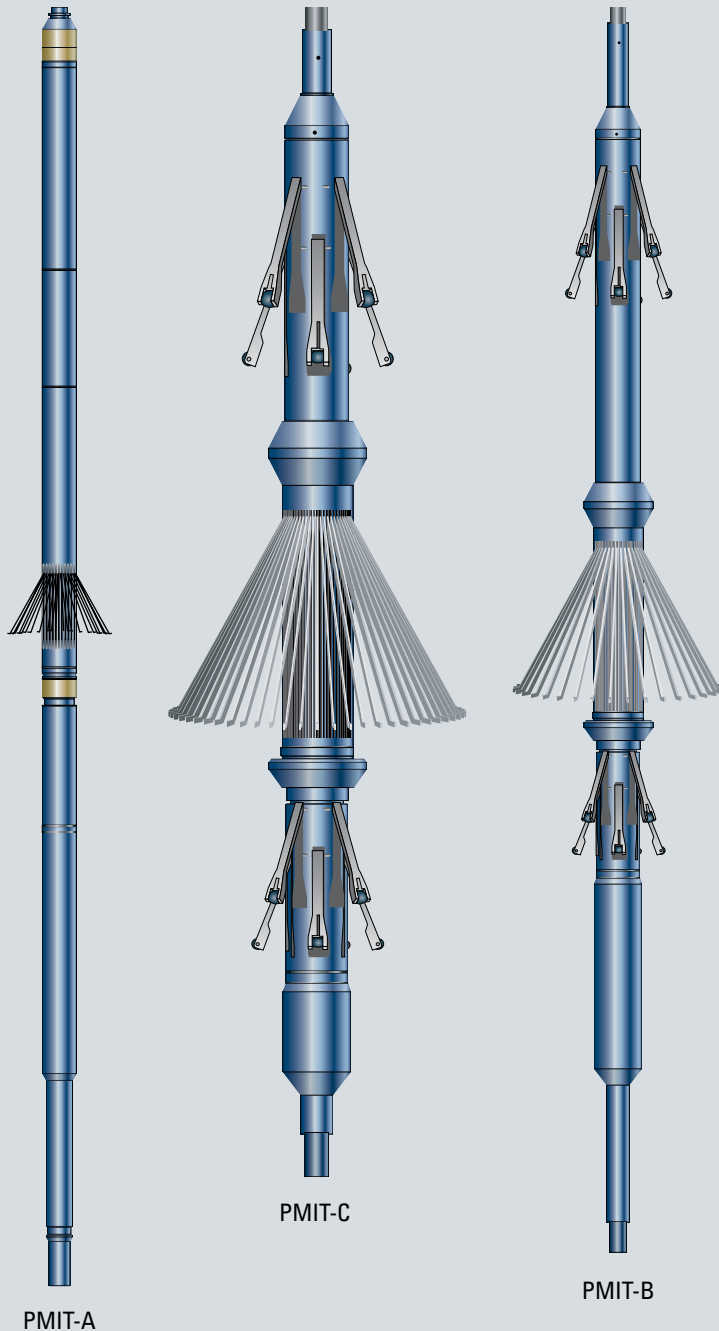
	Прибор USI
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр обсадной колонны†	11,43 см [4 ¹ / ₂ дюйма]
Макс. диаметр обсадной колонны†	33,97 см [13 ³ / ₈ дюйма]
Наружный диаметр	USRS-AB: 8,66 см [3,41 дюйма] USRS-A: 9,04 см [3,56 дюйма] USRS-B: 11,81 см [4,65 дюйма] USRS-C: 16,99 см [6,69 дюйма] USRS-D: 22,00 см [8,66 дюйма]
Длина	Без вращающейся муфты: 6,01 м [19,73 фута]
Масса	Без вращающейся муфты: 151 кг [333 фунтов]
Макс. усилие при растяжении	177930 Н [40000 фунт-сил]
Макс. усилие при сжатии	17790 Н [4000 фунт-сил]

† Минимальное и максимальное значение диаметра обсадной колонны зависит от используемой вращающейся муфты

Многорычажный сканирующий прибор комплекса PS Platform

Многорычажный сканирующий прибор комплекса PS Platform (PMIT) является многорычажным калверномером, выполняющим высокоточные радиальные измерения внутреннего диаметра НКТ и обсадных колонн. Имеется три типоразмера данного прибора для решения широкого диапазона задач в колоннах НКТ и обсадных колоннах различного диаметра.

Прибор оснащен группой твердосплавных рычажных щупов, которые осуществляют точный контроль состояния внутренней стенки трубы. Влияние нецентрированного положения прибора в стволе скважины минимизируется путем равномерного распределения рычажных щупов по азимуту и применения специального алгоритма обработки данных; кроме того, прибор PMIT-B оборудован мощными электроприводными центраторами, обеспечивающими эффективное центрирование прибора даже в сильно искривленных участках скважин. Установленный в приборе инклинометр регистрирует угол наклона скважины и вращение прибора. Прибор PMIT-C может оснащаться специальными удлиненными рычажными щупами для выполнения исследований в скважинах большого диаметра.



Область применения

- Идентификация и количественная оценка коррозионных повреждений
- Идентификация отложений окалины, парафина и твердых осадков
- Контроль эффективности противокоррозионных систем
- Определение местоположения механических повреждений
- Оценка интенсивности коррозии путем проведения периодического контроля
- Определение абсолютного внутреннего диаметра

Метрологические характеристики			
	PMIT A	PMIT B	PMIT C
Регистрируемые данные	Изображение внутренней поверхности О/К, построенного по замерам внутреннего диаметра	Изображение внутренней поверхности О/К, построенного по замерам внутреннего диаметра	Изображение внутренней поверхности О/К, построенного по замерам внутреннего диаметра
Скорость каротажа	Стандарт.: 549 м/ч [1800 футов/ч] Макс.: 1829 м/ч [6000 футов/ч]	Стандарт.: 549 м/ч [1800 футов/ч] Макс.: 1829 м/ч [6000 футов/ч]	Стандарт.: 549 м/ч [800 футов/ч] Макс.: 1829 м/ч [6000 футов/ч]
Вертикальное разрешение	0,28 см [0,11 дюйма] при скорости 658 м/ч [2160 футов/ч]	0,28 см [0,11 дюйма] при скорости 488 м/ч [1600 футов/ч]	Зависит от скорости каротажа
Погрешность	Относит. азимут: 5° при угле отклонения до 70° Радиальное разрешение: 0,127 мм [0,005 дюйма]	Относит. азимут: 5° при угле отклонения до 70° Радиальное разрешение: 0,127 мм [0,005 дюйма]	Погрешность: ±0,05 дюйма [±12,7 мм] (удлиненные рычаги) Радиальное разрешение: 0,178 мм [0,007 дюйма] (стандартные рычаги) 0,229 мм [0,009 дюйма] (удлиненные рычаги)
Радиус исследований	Внутренняя поверхность обсадной колонны	Внутренняя поверхность обсадной колонны	Внутренняя поверхность обсадной колонны
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Отсутствуют	Отсутствуют	Отсутствуют
Комплексируемые приборы	Комплексируется с системой PS Platform	Комплексируется с системой PS Platform	Комплексируется с системой PS Platform спускается только в нижней части связки для использования в колоннах диаметром более 24,45 см [9 ⁵ / ₈ дюйма] необходимы дополнительные центраторы
Специальные области применения	Антикоррозийное исполнение	Антикоррозийное исполнение	Антикоррозийное исполнение

Конструкционные характеристики			
	PMIT A	PMIT B	PMIT C
Макс. рабочая температура	150°C [302°F]	150°C [302°F]	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi] 138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр НКТ и обсадной колонны	4,44 см [1 ³ / ₄ дюйма]	7,62 см [3 дюйма]	Стандартн. рычаги: 13,97 см [5 ¹ / ₂ дюйма] Удлин. рычаги: 16,83 см [6 ⁵ / ₈ дюйма]
Макс. диаметр НКТ и обсадной колонны	11,43 см [4 ¹ / ₂ дюйма]	19,05 см [7 ¹ / ₂ дюйма]	Стандартн. рычаги: 24,45 см [9 ⁵ / ₈ дюйма] Удлин. рычаги: 33,97 см [13 ³ / ₈ дюйма]
Наружный диаметр	1,6875 см [1 ¹¹ / ₁₆ дюйма]	6,99 см [2,75 дюйма]	Стандартн. рычаги: 10,16 см [4 дюйма] Удлин. рычаги: 13,97 см [5,5 дюйма]
Кол-во рычажных щупов	24	40	60
Длина	2,32 м [7,62 фута] (без центраторов) Требуемый механический центратор: 0,72 м [2,37 фута]	2,70 м [8,86 фута]	2,05 м [6,73 фута] (без адаптера питания)
Масса	16 кг [36,4 фунта] Требуемый механический центратор: 5 кг [12 фунтов]	40 кг [87,4 фунта]	51 кг [113 фунтов] (без адаптера питания)

Schlumberger

Приборы промышленного каротажа

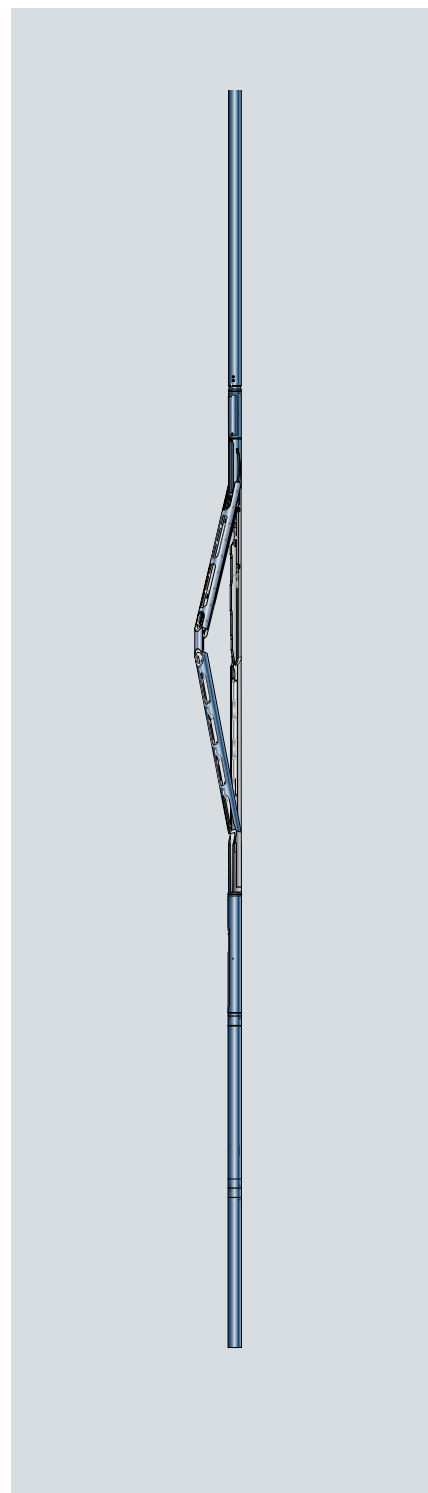
Flow Scanner: система геофизических исследований в эксплуатационных горизонтальных и наклонных скважинах

В системе каротажа, предназначенной для горизонтальных и наклонных эксплуатационных скважин (Flow Scanner) используется множество миниатюрных вертушечных расходомеров и групп электрических и оптических зондов, расположенных по вертикальной оси ствола скважины. Flow Scanner позволяет в режиме реального времени определять скорость многофазного потока и объемное содержание каждой из фаз вне зависимости от наклона ствола скважины. В отличие от традиционных приборов промышленного каротажа, которые сконструированы с центральным одиночным вертушечным расходомером и предназначены для использования в вертикальных или почти вертикальных скважинах, система Flow Scanner обеспечивает полный гидродинамический анализ сложных скважинных условий, включая условия в сильно наклонных скважинах.

Электрические датчики системы Flow Scanner позволяют определить объемное содержание углеводородов и воды. Оптические датчики позволяют определить объемное содержание газа и жидкости, что позволяет различить три фазы в потоке. Все замеры проводятся одновременно в одном вертикальном глубинном интервале. Профили объемных содержаний комбинируются с многофазным профилем скоростей, подсчитанным по фазовым скоростям, для определения профиля притока в режиме реального времени.

Область применения

- Многофазный профиль притока в неvertикальных скважинах
- Определение поступления флюида и газа в скважинах с многофазным режимом потока, а также поступление жидкости в газовые скважины
- Определение рециркуляции флюида
- Автономная интерпретация трехфазного потока в режиме реального времени



Спецификации исследований

Flow Scanner Well Production System: система ГИС	
Технические возможности	Объемные содержания нефти, газа и воды. Скорости (нефть, газ, вода); кривая относительного азимута; кавернометрия.
Скорость каротажа	549, 1097, 1646 и 2195 м/ч
Диапазон измерений	Охват скважины: 95% в обсадной колонне с внутренним диаметром 15,24 см
Вертикальное разрешение	Не применяется
Погрешность	Трехфазовое объемное содержание: +/- 10% Скорость: +/-10%
Глубина исследования	В скважине
Вид раствора и ограничения по весу	Минерализация флюида, требуемая для измерения зондом: >10000 $\mu\text{g}/\text{г}$
Совместимость	Совместима с системой PS Platform и с большинством приборов для работы в обсаженном стволе
Специальное применение	В условиях H_2S

Спецификации оборудования

Flow Scanner Well Production System: система ГИС	
Макс. температура	150°C
Макс. давление	103 МПа
Диаметр скважины (мин) [†]	7,30 см [2 ⁷ / ₈ дюйма] [†]
Диаметр скважины (макс)	22,86 см [9 дюймов]
Внешний диаметр	4,29 см [1,6875 дюйма]
Длина	Прибор: 4,9 м С базовым зондом и головкой: 7,99 м
Вес	49 кг
Усилие на растяжение	10000 фунт/сил
Усилие на сжатие	4450Н [1000 фунт/сил]

[†] Минимальное ограничение – 4,61 см

Комплекс аппаратуры промышленного каротажа PS Platform

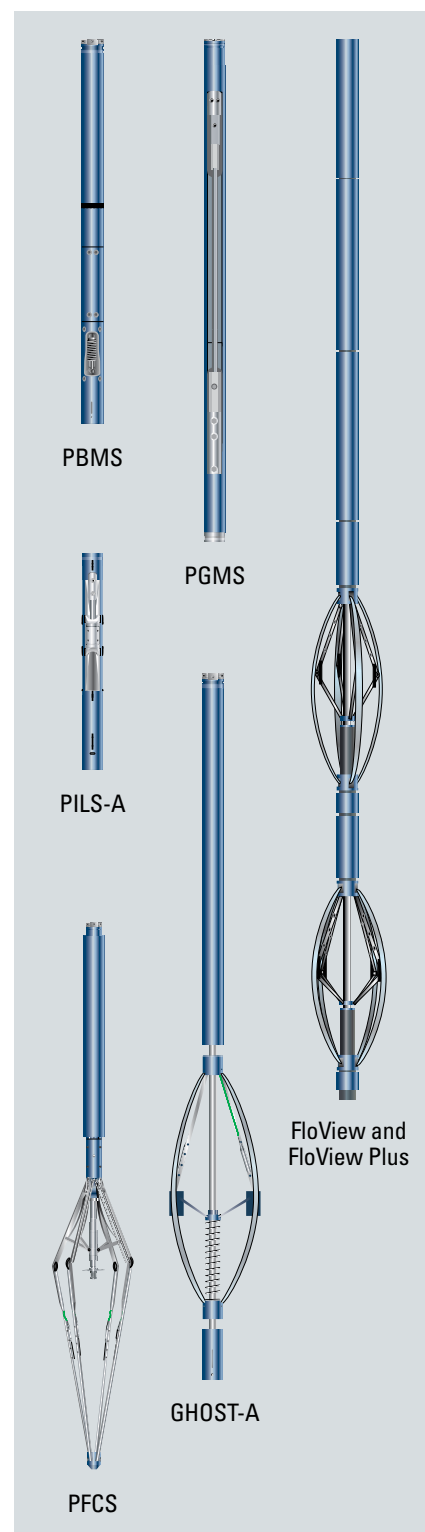
Комплекс аппаратуры промышленного каротажа PS Platform применяется в вертикальных, горизонтальных и наклонных скважинах для определения трехфазного профиля притока, контроля за разработкой, а также для получения диагностической информации. Измерения могут осуществляться как в режиме реального времени, так и в режиме записи в память.

Измерения трехфазного профиля притока и регистрация информации для контроля за разработкой выполняются следующими датчиками, входящими в состав комплекса PS Platform:

- Основной измерительный зонд PBMS включает детектор гамма-излучения и локатор муфт, используемые для корреляции, а также выполняет замеры давления и температуры в скважине.
- Зонд регистрации потока и кавернозности (PFCS) измеряет среднюю скорость флюида, объемное содержание воды и УВ и ведет регистрацию пузырьков по четырем независимым электрическим датчикам. Изображение подсчета пузырьков, используется для локализации первой точки притока пластового флюида. Этот компактный зонд — его длина составляет всего лишь 5,2 фута (1,58 м) — выполняет целый комплекс измерений для оценки дебита. Местоположение датчиков (расположенных на расстоянии всего лишь 1,3 фута (40 см) от нижнего конца компоновки) позволяет достичь точных измерений даже при каротаже скважин с небольшим зумпфом. Зонд PFCS также является самоцентрирующимся и имеет набор из вертушек расходомера и лап каверномера различных размеров, которые можно легко поменять на скважине в зависимости от диаметра ствола скважины и труб НКТ, через которые

будут проводиться исследования. Лапы центриатора и каверномера могут оснащаться салазками либо роликами для обеспечения плавного движения прибора в открытом стволе и в обсаженных скважинах. Имеются различные типоразмеры лопастей вертушки расходомера для выполнения исследований в обсадных колоннах и открытом стволе любого стандартного диаметра. Каверномер проводит измерение диаметра обсадных колонн, НКТ и ствола скважины в двух направлениях с точностью 0,04 дюйма (1,0 мм). Такой уровень чувствительности позволяет оценить коррозию или дефекты типа трещин или разрывов в НКТ или обсадной колонне за одну СПО.

- Зонд градиент-манометра (PGMS) измеряет среднюю плотность скважинного флюида, из которой, затем определяется объемное содержание воды, нефти и газа. Данные акселерометра используются для введения поправки за угол наклона скважины.
- В оптическом анализаторе газосодержания (GHOST) используются четыре оптических датчика, позволяющих измерить объемное содержание жидкости и газа. Достоверность определения трехфазного дебита, а также точность окончательного расчета достигаются за счет четкого разграничения между жидкостью и газом, обеспечиваемого в измерениях GHOST.
- Прибор для измерения объемного содержания FloView оснащен четырьмя электрическими датчиками, которые могут использоваться для измерения объемного содержания воды и УВ и регистрации количества пузырьков в сочетании с датчиками PFCS, позволяя



покрыть большую часть ствола скважины. Эта дополнительная информация представляет особенную ценность в горизонтальных скважинах, где определение профилей притока необходимо для прогнозирования дебита на устье.

- В методике измерения объемного содержания FloView Plus прибор FloView дополняется электродами, установленными под углом по отношению к основному прибору FloView в компоновке комплекса PS Platform. Комбинация двух приборов FloView по методике FloView Plus обеспечивает улучшенное

радиальное разрешение, что представляет особенную ценность в отношении горизонтальных скважин или скважин с большим углом наклона, где возможно присутствует разделение фаз.

Характеристики измерений

	Система PS Platform
Регистрируемые данные	Дебит, плотность флюида, давление, температура, объемное содержание воды, объемное содержание газа, кавернометрия, относительный азимут, ускорение прибора С прибором SCMT: АКЦ, ФКД, радиальная карта цементного кольца в режиме реального времени
Скорость записи	Стационарно или с переменной скоростью в зависимости от цели применения
Диапазон измерений	См. характеристики отдельных датчиков
Погрешность	См. характеристики отдельных датчиков
Радиус исследований	Измерения в пределах ствола скважины
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Относительно чистые растворы
Совместимость	Совместима с прибором SCMT и с многорычажным сканирующим прибором для комплекса PS Platform (PMIT)
Специальные области применения	Спуск на БТ, НКТ, гибких НКТ или на проволоке

Механические характеристики

	Система PS Platform
Макс. рабочая температура	150°C [302°F] PILS: 177°C [350°F] Термостойкое исполнение [†] с блоком памяти (только датчики PBMS, PFCS и PGMS): 190°C [374°F] Термостойкое исполнение [†] с записью показаний на устье (только датчики PBMS, PFCS и PGMS sensors): 200°C [392°F]
Макс. рабочее давление	Сапфировый манометр: 69 Мпа [10000 psi] Кварцевые и сапфировые манометры высокого давления: 103 МПа [15000 psi]
Мин. диаметр скважины [‡]	6,03 см [23/8 дюйма]
Макс. диаметр скважины	Кавернометр PFCS: 27,94 см [11 дюймов] Прочие датчики: без ограничений
Наружный диаметр	Без роликов: 4,29 см [1,6875 дюйма] С роликами: 5,40 см [2,125 дюйма] Термостойкое исполнение: 5,23 см [2,06 дюйма]
Длина [§]	PBMS: 2,52 м [8,27 фута] PFCS: 1,57 м [5,14 фута] PGMS: 1,46 м [4,8 фута] Прибор GHOST: 2,16 м [7,1 фута] Прибор FloView: 2,07 м [6,8 фута] PILS: 0,94 м [3,1 фута] UNIGAGE: 1,28 м [4,2 фута]
Масса [§]	PBMS: 17,4 кг [38,3 фунта] PFCS: 9,0 кг [19,7 фунта] PGMS: 13,4 кг [29,5 фунта] Прибор GHOST: 26,2 кг [57,7 фунта] Прибор FloView: 7,3 кг [16 фунтов] PILS: 5,7 кг [12,5 фунта] UNIGAGE: 15 кг [33 фунта]

[†] К термостойким приборам относятся термостойкий базовый измерительный зонд (NBMS) и термостойкий градиент-расходомер (HGFT). Эти два прибора выполняют те же измерения, что и PBMS, PGMS и PFCS.

[‡] Минимальный диаметр НКТ.

[§] Термостойкие приборы (включая все датчики) имеют длину 7,30 м (23,94 фута) и массу 86,3 кг а (190,2 фунта).

- Малый расходомер комплекса PS Platform °PILS) является дополнительным компонентом для измерения двунаправленной скорости движения внутри НКГ, либо применяется как резервный расходомер при высоких дебитах.
- Модуль измерения давления UNIGAGE комплекса PS Platform (PUCS) предоставляет дополнительную возможность измерения давления манометрами с высоким разрешением. Эта дополнительная измерительная функция обычно используется для выполнения измерений давления на неустановившихся режимах с целью определения характеристик пласта и контроля за разработкой.

- Акустический цементомер малого диаметра (SCMT) может спускаться в скважину в составе комплекса PS Platform для записи АКЦ и ФКД в обсадной колонне. Радиальная карта цементного кольца представляется в режиме реального времени.

Область применения

- трехфазный промысловый каротаж:
 - вертикальные, наклонные и горизонтальные скважины;
 - комплексирование с аппаратурой ПВР для анализа дебита непосредственно после ПВР;
 - оценка эффективности интенсификации притока;
 - промысловый каротаж при различных режимах работы скважины

- корреляция по глубине;
- контроль за состоянием и разработкой пласта;
- повторные временные измерения;
- анализ КВД;
- испытания скважин при совместной эксплуатации двух и более продуктивных пластов;
- оценка качества цементирования.

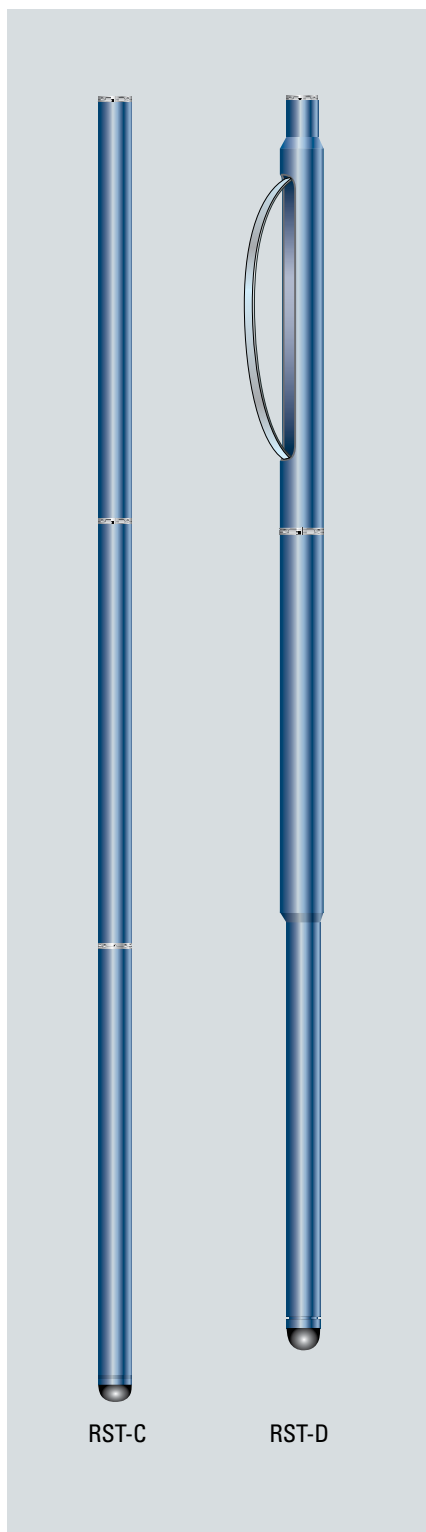
Метрологические характеристики компонентов комплекса PS Platform

	PBMS	PFCS	PGMS	Прибор GHOST
Регистрируемые данные	Давление (сапфировый или кварцевый манометр), температура, ГК, МЛМ	Скорость флюида, объемное содержание воды, относительный азимут, двойная кавернограмма x-y	Плотность флюида, ускорение, угол наклона	Объемное содержание газа, относит. азимут, кавернограмма по средним значениям
Скорость записи	По условиям применения	По условиям применения	По условиям применения	По условиям применения
Диапазон измерений	Сапфировый манометр: от 6,9 до 69 МПа [от 1 до 10000 psi] Кварцевый манометр: от 6,9 до 103 МПа [от 1000 до 15000 psi] Температура: от температуры окружающей среды до 150°C [302°F]	Расходомер: от 0,5 до 200 об/сек Каверномер: от 5,08 до 27,94 см [от 2 до 11 дюймов] (диаметр)	от 0 до 2,0 г/см ³	Объемное содержание газа: от 0 до 100% Каверномер: от 5,08 до 22,86 см (от 2 до 9 дюймов)
Вертикальное разрешение	Точка замера	Точка замера	38,10 см (15 дюймов)	Точка замера
Погрешность	Сапфировый манометр: ±41370 Па [±6 psi] (погрешность), 689 Па [0,1 psi] при длине временного окна 1 сек (дискретность) Сапфировый манометр высокого разрешения: ±89632 Па [±13 psi] (погрешность), 1379 Па [0,2 psi] при длине временного окна 1 сек (дискретность) Кварцевый манометр: 6894 Па [±1 psi] ± 0,01% полной шкалы (погрешность), 69 Па [0,01 psi] (дискретность) Температура: ±1°C [±1,8°F] (погрешность), 0,018°C [0,01°F] (дискретность)	Объемное содержание воды (Hw): ±5%, ±2% при Hw > 90%, ±10% в нефтедиеспер. среде Относительный азимут: ±6° Каверномер: ±5,1 мм [±0,2 дюйма] (погрешность)	±0,04 п/см ³ (погрешность), 0,002 г/см ³ (дискретность)	Объемное содержание газа: ±5% без протектора датчика, ±7% с протектором датчика, ±1% при 2% < объемн. сод. газа (Hg) < 98% Относительный азимут: ±6° Каверномер: ±6,3 мм [±0,25 дюйма]
Совместимость	Совместим с приборами SCMT и PMIT			
Специальные области применения	Превосходит требования стандарта NACE MR 01 75 в отношении стойкости к сероводородной коррозии			

Характеристики измерений компонентов комплекса PS Platform

	Прибор FloView	PILS	UNIGAGE
Регистрируемые данные	Объемное содержание воды, относительный азимут, кавернограмма по средним значениям	Скорость флюида	Давление (кварцевый манометр)
Скорость записи	По условиям применения	По условиям применения	По условиям применения
Диапазон измерений	Каверномер: от 5,08 до 22,86 см [от 2 до 9 дюймов]	Расходомер: от 0,5 до 100 об/сек	от 0,1 до 103 МПа [от 15 до 15000 psi]
Погрешность	Объемное содержание воды: ±5%, ±2% при Hw > 90%, 10% в нефтедиеспер. среде Относительный азимут: ±6° Каверномер: ±6,3 мм [±0,25 дюйма]		6894 Па [±1 psi] ± 0,01% полной шкалы (погрешность), ±69 МПа [±0,01 psi] (дискретность)
Совместимость	Совместим с приборами SCMT и PMIT		
Специальные области применения	Превосходит требования стандарта NACE MR 01 75 в отношении стойкости к сероводородной коррозии		

Прибор для определения насыщенности коллектора флюидами RSTPro



RST-C

RST-D

Прибор для определения насыщенности коллектора флюидами RSTPro комплексируется с вариантом системы промышленного каротажа PS Platform, спускаемого на каротажном кабеле. В данном разделе рассмотрены возможности прибора RSTPro только в применении к промышленному каротажу.

Основной областью применения прибора RSTPro является оценка коллекторских свойств пород в обсаженных скважинах. Прибор RSTPro обеспечивает измерение полного сечения захвата (сигма), пористости, содержания углерода и кислорода в ходе одной СПО. Эти данные в таком сочетании необходимы для проведения оценки водонасыщенности в старых скважинах, в которых современные приборы каротажа в открытом стволе не спускались.

Исследование притока воды WFL прибором для определения насыщенности коллектора флюидами RSTPro

Метод исследования притока воды WFL используется для определения местоположения и оценки осевых заколонных миграций воды, для измерения

скорости потока воды как в эксплуатационных, так и в нагнетательных скважинах, и для сбора необходимых данных о внутриколонных и заколонных перетоках между различными горизонтами.

Прибор RSTPro может быть сконфигурирован для выполнения исследований WFL как восходящего, так и нисходящего потока как внутри колонны, так и за ней. Такая приспособляемость обеспечивает возможность диагностирования любого режима потока. Прибор осуществляет измерение фазовой скорости воды. В эксплуатационных скважинах он измеряет скорость течения воды независимо от остальных добываемых флюидов; однако точность измерений снижается при низком соотношении объема воды к другим добываемым флюидам. Значение внутриколонной фазовой скорости может быть пересчитано в количественную характеристику добычи или закачки (т. е., выражено в баррелях в сутки или в кубометрах в сутки).

Метрологические характеристики

Прибор RSTPro для исследования притока воды WFL	
Регистрируемые данные	Скорость течения воды в скважине или за обсадной колонной
Скорость каротажа	Стационарные замеры
Диапазон измерений	От 0,9 до 64 м/мин [от 3 до 210 футов/мин] в обсадной колонне внутренним диаметром 12,45 см [4,9 дюйма]
Вертикальное разрешение	Зависит от скорости течения воды
Погрешность	±5%
Радиус исследований	Для заколонных перетоков: 15,24 см [6 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Отсутствуют
Комплексируемые приборы	Комплексируется с дополнительным датчиком ГК, приборами комплекса PS Platform (только в режиме реального времени) и с прибором CPLT

Специальные области применения

В перевернутом виде прибор RSTPro осуществляет измерение скорости нисходящего потока в стволе скважины или за обсадной колонной
Антикоррозийное исполнение

Область применения

- Определение и количественная оценка перетоков воды по каналам в цементном кольце
- Идентификация притока воды в межколонное пространство между НКГ и обсадной колонной
- Независимое измерение скорости течения воды в обсадной колонне

Прибор RSTPro с активацией кремния

Прибор для определения насыщенности коллектора флюидами RSTPro с активацией кремния может комплексоваться с системой PS Platform, спускаемой

на каротажном кабеле для получения данных, необходимых для оценки качества установки гравийного фильтра до передачи скважины в эксплуатацию. Детекторы гамма-излучения регистрируют гамма-кванты активации кремния нейтронами для определения местоположения гравийной набивки за фильтром. В случае обнаружения каналов или промежутков в гравийной набивке можно выполнить недорогие ремонтные работы. Если гравийная набивка за фильтром не достигла заданной высоты, то работы можно продолжить до достижения необходимого уровня. Вторым проходом прибора RSTPro с активацией кремния можно проверить успешность завершения работ по установке гравийного фильтра.

Область применения

- Правильное размещение гравийной набивки
- Идентификация каналов или промежутков в гравийной набивке
- Эффективная коррекция установленных гравийных фильтров

Метрологические характеристики

	Прибор RSTPro Tool с активацией кремния
Регистрируемые данные	Кривая ГК с активацией кремния, изображения мест размещения гравийной набивки и дефектов
Скорость каротажа	549 м/ч [1800 футов/ч]
Вертикальное разрешение	~38 см [~15 дюймов]
Радиус исследований	~25 см [~10 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Отсутствуют
Комплексируемые приборы	Комплексируется с системой PS Platform (только в режиме реального времени), прибором CPLT, ГК
Специальные области применения	Антикоррозийное исполнение

Физические характеристики

	RST C	RST D
Макс. рабочая температура	150°C [302°F] с сосудом Дьюара: 204°C [400°F]	150°C [302°F] с сосудом Дьюара: 204°C [400°F]
Макс. рабочее давление	103 МПа [15000 psi] с сосудом Дьюара: 138 МПа [20000 psi]	103 МПа [15000 psi] с сосудом Дьюара: 138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр скважины	4,60 см [1 ¹³ / ₁₆ дюйма]	7,62 см [3 дюйма]
Макс. диаметр скважины	19,37 см [7 ⁵ / ₈ дюйма]	24,45 см [9 ⁵ / ₈ дюйма]
Наружный диаметр	4,34 см [1,71 дюйма]	6,37 см [2,51 дюйма]
Длина	7,01 м [23,0 фута]	6,76 м [22,2 фута]
Масса	46 кг [101 фунт]	94 кг [208 фунтов]
Макс. усилие при растяжении	44480 Н [10000 фунт-сил]	44480 Н [10000 фунт-сил]
Макс. усилие при сжатии	4450 Н [1000 фунт-сил]	4450 Н [1000 фунт-сил]

CPLT Комбинируемый прибор промыслово-геофизических исследований

Комбинируемый прибор промыслово-геофизических исследований CPLT предназначен для определения профиля притока в добывающих скважинах. Профиль притока определяется по замерам дебита, плотности флюида, температуры и давления на забое в скважине. При спуске в необсажен-

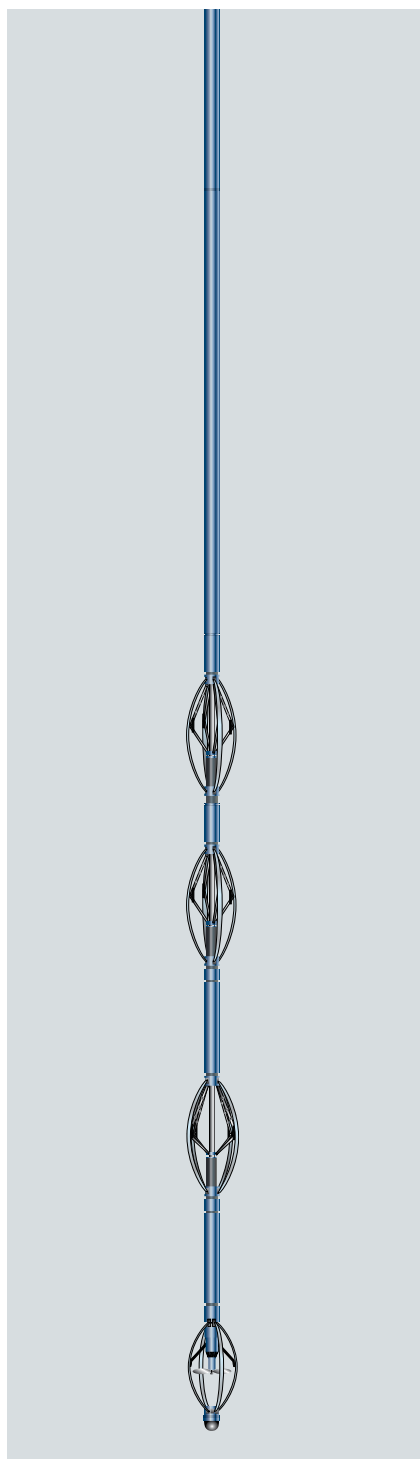
ные скважины прибор CPLT может комбинироваться с трехрычажным каверномером. Прибор CPLT также может применяться для определения профиля закачки в нагнетательных скважинах и выявления заколонных перетоков.

Характеристики измерений

	Прибор CPLT
Регистрируемые данные	Дебит, плотность флюида, температура, давление, кавернометрия
Скорость записи	Стационарно или на разных скоростях, в зависимости от условий применения
Диапазон измерений	Вертушечный расходомер: от 0,5 до 100 об/с плотность: от 0 до 2 г/см ³ Температура: от —25 до 177°C [от —13 до 350°F] Давление: от 0 до 69 МПа (от 0 до 10 000 фунтов/кв.дюйм) Каверномер: от 5,08 до 45,72 мм (от 2 до 18 дюймов)
Вертикальное разрешение	Расходомерия, температура, давление и кавернометрия: Точка замера Плотность: 38,10 см [15 дюймов]
Погрешность	Вертушечный расходомер: ±0,1 об/с Плотность: ±0,04 г/см ³ (погрешность), 0,004 г/см ³ (разрешение) Температура: ±1°C [±1,8°F] (погрешность), 0,006°C [0,011°F] (разрешение) Давление: ±0,07 МПа [±10 фунтов/кв.дюйм] (погрешность), 689 Па (0,1 фунтов/кв.дюйм) (разрешение)
Радиус исследований:	В стволе скважины
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов эксплуатационного каротажа
Специальное применение	H ₂ S стойкий

Механические характеристики

	Прибор CPLT
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм]
Мин. диаметр скважины	посадочный ниппель 4,52 см [1,78 дюйма]
Макс. диаметр скважины	45,72 см [18 дюймов]
Наружный диаметр	С расходомером непрерывного действия CFS-H: 4,29 см [1,6875 дюйма] С CFS-J: 5,40 см [2,125 дюйма] С CFS-K: 7,30 см [2,875 дюйма]
Длина	Основная струна: 4,6 м [15,2 фута]
Масса	Основная струна: 34 кг [75 фунтов]
Прочность на натяжение	44 480 Н [10 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	4 450 Н [1 000 фунт-силы]



Комбинируемый зонд гамма-каротажа

Совместимый зонд гамма-каротажа (CGRS) производит корреляцию по глубине как через НКТ, так и через обсадную колонну. Это позволяет добиться точной привязки по глубине различных приборов промышленного каротажа при выполнении исследований к данным открытого ствола. Прибор CGRS также используется в качестве третьего детектора гамма-излучения совместно с прибором RSTPro при регистрации высокоскоростного потока воды.

Область применения

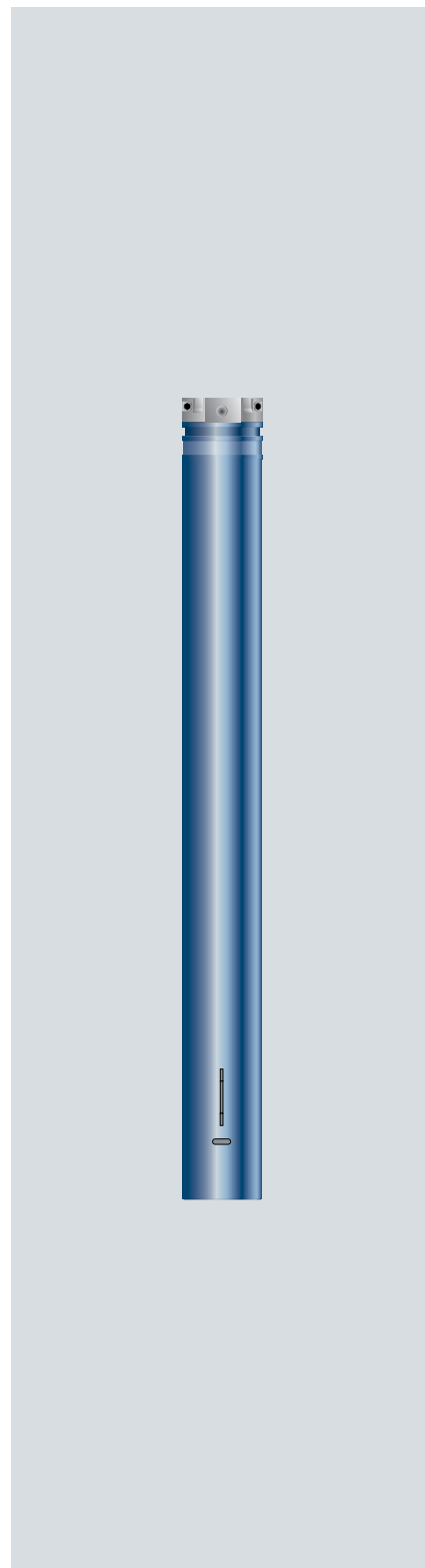
- Точная корреляция по глубине

Характеристики измерений

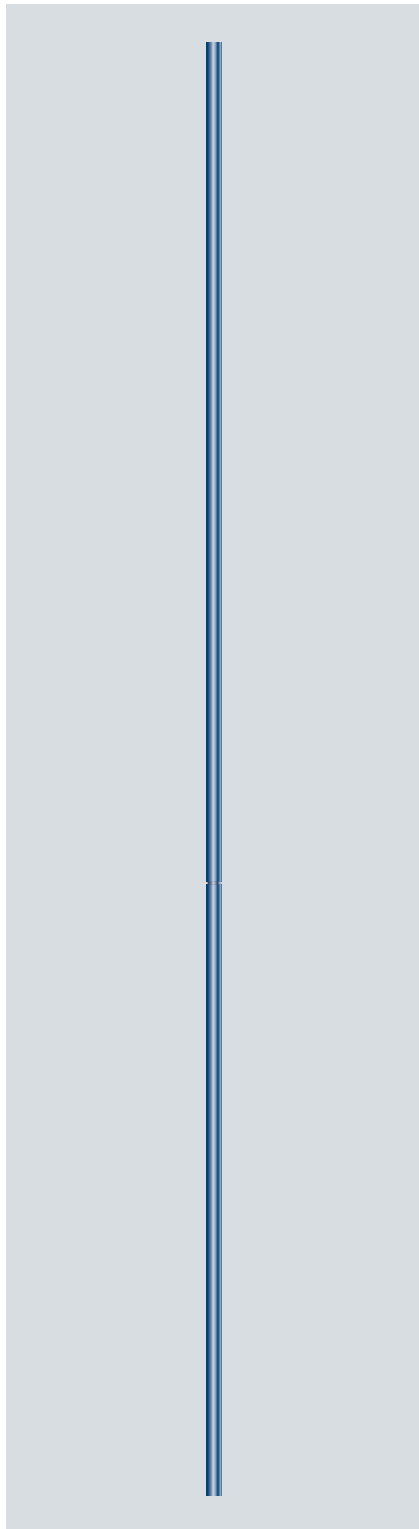
	CGRS
Регистрируемые данные	Кривая гамма-излучения
Скорость каротажа	До 1097 м/час [3600 фут/час]
Диапазон измерения	0–2000 gAPI
Вертикальное разрешение	30,48 см [12 дюймов]
Погрешность	±5%
Радиус исследования	60,96 см [24 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с приборами CPLT, RSTPro
Специальные области применения	Антикоррозийное исполнение

Конструкционные характеристики

	CGRS
Номинальная температура	177°C [350°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi]
Диаметр ствола — мин.	4,60 см [1 ¹³ / ₁₆ дюйма]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен
Наружный диаметр	4,29 см [1,6875 дюйма]
Длина	0,97 м [3,2 фута]
Масса	7 кг [16 фунт. м]
Прочность на растяжение	44480 Н [10000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	4450 Н [1000 фунт-сил]



Зонд для определения фазовой скорости



Зонд для определения фазовой скорости (PVS) — это прибор промышленного каротажа, используемый совместно с прибором импульсного нейтрон-гамма каротажа RSTPro, для замера скорости потока двух отдельных фаз (воды и нефти) в горизонтальных и наклонных скважинах. Для определения скорости потока интересующей фазы в ствол скважины впрыскивается химический маркер с большим макросечением захвата тепловых нейтронов (сигма), смешиваемый только с исследуемой фазой. Движение химического маркера в потоке регистрируется прибором RSTPro замерами «сигмы» скважинного флюида. Зонд для определения фазовой скорости может измерять скорость восходящего или нисходящего потока в зависимости от места установки зонда в струне приборов относительно прибора RSTPro.

Скорость флюида определяется по расстоянию между точкой впрыскивания маркера и детектором и по времени перемещения маркера. Информация о скорости потока фаз необходима для определения объема воды, нефти или обеих жидкостей, движущихся в стволе скважины. Это обеспечивает основу для построения профиля притока в скважину на забое и сравнения с фазовыми дебитами на устье. Главный модуль зонда PVS может сочетаться с дополнительным модулем для закачки дополнительного объема химического маркера при большой продолжительности работ.

Применение

- Измерения фазовой скорости на забое

Характеристики измерений

	PVS
Регистрируемые данные	Фазовая скорость
Скорость записи	Стационарный вид исследования
Диапазон измерений	Фазовая скорость от 1,2 до 152 м/мин [от 4 до 500 футов/мин]
Вертикальное разрешение	Зависит от расстояния между точкой впрыскивания и детектором
Погрешность	±5%
Радиус исследования	Ствол скважины
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Добываемые или закачиваемые жидкости
Совместимость	Платформа PS Platform (регистрация данных только в реальном времени)

Механические характеристики

PVS	
Макс. рабочая температура	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	34, 69 или 103 МПа [5 000, 10 000 или 15,000 psi]
Мин. диаметр скважины	6,03 см [2 $\frac{3}{8}$ дюйма] [†]
Макс. диаметр скважины	22,86 см [9 дюймов]
Наружный диаметр	4,29 см [1,6875 дюйма]
Длина	Главный и дополнительный модули: 6,82 м [22,39 фута] Главный модуль: 3,93 м [12,9 фута] Дополнительный модуль [опция]: 2,88 м [9,44 фута]
Масса	Главный модуль: 26,6 кг [57,7 фунта] Дополнительный модуль: 20,6 кг [45,5 фунта]
Прочность на натяжение	34 МПа [5 000 psi] номинальное значение: 56 270 Н [12 650 фунт-силы] 69 МПа [10 000 psi] номинальное значение: 86 070 Н [19 350 фунт-силы] 103 МПа [15 000 psi] номинальное значение: 115 650 Н [26 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	4 450 Н [1 000 фунт-силы]
Закачка маркерной жидкости	Объем резервуара: 400 см ³ (главный), 400 см ³ (дополнительный) Объем впрыскивания: 10 см ³ ± 1 см ³ (стандартный), 15 см ³ ± 1,5 см ³ (дополнительный) Продолжительность впрыскивания: 250 мс (макс.) Время повторного впрыскивания для мерного поршня: ~1 мин

[†] Мин. диаметр НКТ

FloView – прибор для измерения объемного содержания воды



Прибор FloView служит для определения процентного содержания тяжелой фазы, как правило воды, во внутрискважинном потоке. Прибор также измеряет количество пузырьков легкой фазы (газа или нефти), в потоке. Результаты измерений позволяют вычислить скорость легкой фазы, если она содержит пузырьки, в точке измерения (т. е. собственную скорость). Этот расчет производится независимо от измерения скорости флюидов с помощью вертушечного расходомера.

Области применения

- Точное определение объемного содержания воды

- Обнаружение первого поступления нефти в скважину
 - На основании подсчета количества пузырьков
 - Метод применим при высоком уровне обводненности
- Обнаружение первого поступления воды в скважину для перекрытия воды (при низком уровне обводненности)
- Кавернометрия
- Различение пресной и закачанной воды

Характеристики измерений

	Прибор FloView
Регистрируемые данные	Количество пузырьков, объемное содержание воды, кавернометрия
Скорость каротажа	Стационарная или переменная скорость в зависимости от области применения
Диапазон измерения	Кавернометрия: 5,08–22,86 см [2–9 дюймов]
Вертикальное разрешение	Точечное измерение
Погрешность	Объемное содержание воды (Нw): ±5% (±2% при Нw > 90%) [†]
Радиус исследования	В пределах ствола скважины
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Мин. соленость всех скважинных флюидов: 2000 ppm [2000×10 ⁻⁶] при 25°C [77°F] 1000 ppm [2000×10 ⁻⁶] при 100°C [212°F] 700 ppm [2000×10 ⁻⁶] при 150°C [302°F]
Совместимость	Приборы гамма-каротажа, прибор CPLT
Специальные области применения	Антикоррозийное исполнение

[†] Действительно при размере пузырьков больше 0,08 дюйма [2 мм] и отклонении скважины от вертикали менее 30°

Конструкционные характеристики

	Прибор FloView
Номинальная температура	150°C [302°F]
Номинальное давление	DEFT-A и DEFT-AB: 103 МПа [15000 psi] DEFT-B: 69 МПа [10000 psi]
Диаметр ствола — мин.	5,08 см [2 дюйма]
Диаметр ствола — макс.	22,86 см [9 дюймов]
Наружный диаметр	4,29 см [1,6875 дюйма]
Длина	DEFT-A и DEFT-AB: 2,06 м [6,75 фута] DEFT-B: 0 1,85 м [6,08 фута]
Масса	7 кг [16 фунт. м]
Прочность на растяжение	44480 Н [10000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	4450 Н [1000 фунт-сил]

Прибор изотопной спектроскопии

Прибор изотопной спектроскопии (MIST) предназначен для определения излучающих гамма-лучи изотопов для анализа результатов многоступенчатой интенсификации притока. Прибор регистрирует гамма-излучение с энергией от 180 до 3 000 кэВ в 14 диапазонах. Данные о количестве импульсов и энергетических уровнях гамма-излучения обрабатываются наземной регистрирующей аппаратурой для определения изотопа-источника. Определение изотопа прибором MIST происходит практически мгновенно. Прибор может различать пластовые и скважинные изотопы при помощи сравнения с лабораторными спектрами.

Благодаря своей способности различать радиоизотопы MIST может применяться для наблюдения за процессами, происходящими в скважинах,

при помощи маркеров, роль которых выполняют различные изотопы. Одним из примеров подобного применения прибора MIST является оценка трещиноватости коллектора. Если рабочую жидкость ГРП без проппанта («подушку») и проппанты, закачиваемые на разных стадиях, пометить разными изотопами, то в течение одного рейса прибора можно определить длину трещины и распределение закачанного проппанта. Оперативность работы MIST позволяет произвести мгновенную оценку результатов ГРП.

Применение

- Анализ нескольких ГРП в течение одного спуска прибора
- Анализ нескольких ГРП с поправкой за фоновые условия

Характеристики измерений

	MIST
Регистрируемые данные	Спектр отдельных изотопных индикаторов
Скорость записи	549 м/ч [1800 футов/ч]
Вертикальное разрешение	15,24 см [6 дюймов]
Радиус исследований:	15,24 см [6 дюймов]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ
Совместимость	ГК, МЛМ, прибор CPLT

Характеристики измерений

	MIST-A	MIST-B
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм]	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм]
Мин. диаметр скважины	6,98 см [2¾ дюйма]	7,62 см [3 дюйма]
Макс. диаметр скважины	30,48 см [12 дюймов]	30,48 см [12 дюймов]
Наружный диаметр	4,29 см [1,6875 дюйма]	5,08 см [2 дюйма]
Длина	4,36 м [14,3 фута]	4,36 м [14,3 фута]
Вес приборов	27 кг [60 фунтов]	27 кг [60 фунтов]
Прочность на натяжение	44 480 Н [10 000 фунт-силы]	44 480 Н [10 000 фунт-силы]
Прочность на сжатие	4 450 Н [1 000 фунт-силы]	4 450 Н [1 000 фунт-силы]

Schlumberger

**Прострелочно-
Взрывная
Аппаратура**

SPAN Rock

Анализ результатов ПВР в напряженных породах и заряды премиум класса производства Schlumberger

Метод анализа результатов ПВР в напряженных породах SPAN Rock* используется для оптимального подбора перфораторов и зарядов с целью обеспечения максимальной продуктивности вскрытого интервала. В ходе построения простой, но подробной модели пользователь системы SPAN Rock проходит всю логическую цепочку от дизайна ПВР до прогнозирования продуктивности скважины. В качестве исходных данных используются характеристики обсадной колонны, цемента и породы, геометрические параметры ствола скважины (азимут и характеристики до 5 концентрических обсадных колонн), а также характеристики раствора для вскрытия продуктивного пласта. Указанные характеристики сопоставляются с характеристиками перфоратора, данными позиционирования и характеристиками зарядов. Это позволяет прогнозировать результаты ПВР. Определение скин-эффекта может выполняться как для скин-эффекта, вызванного ПВР, так и для общего скин-эффекта.



Получаемый в результате применения SPAN Rock точный прогноз глубины проникновения кумулятивных зарядов основан на уникальной модели, которая включает в себя измерения длины нескольких тысяч перфорационных каналов, созданных кумулятивными зарядами в напряженных породах. В отличие от традиционных методов оценки результатов ПВР (Методические рекомендации API RP 19B) с испытательным прострелом

кумулятивными зарядами образцов пород или бетона в поверхностных условиях, данные SPAN Rock получены в результате измерений образцов пластовых пород под давлением, соответствующим напряжению в пласте. Чтобы учесть все возможные условия, кумулятивные заряды различных размеров и конструкций испытывались в прочных и мягких породах, в песчаниках и карбонатах, в породах с сильным и слабым напряжением.

Сводные эксплуатационные характеристики кумулятивных зарядов PowerJet Nova

Диаметр перфоратора, дюймы	Плотность перфорации (отв./фут) и фазировка (°)	Заряд PowerJet Nova	Макс. заряд, г	Входное отверстие, дюймов	Глубина проникновения в напряженные породы, дюймы	Увеличение глубины проникновения в напряженные породы†, %	Макс. диаметр, дюймы	
							В жидкости	В газе
2	6, 60	2006‡	7.3	0.23	11.5	21.1	2.29	2.31
2.5	6, 60	2506‡	14	0.33	13.8	25.3	2.78	–
2.88	6, 60	2906‡	16.9	0.38	15.4	26.7	3.16	3.32
3.125	6, 60	3106‡	25.9	0.37	16.8	25.9	3.57	–
3.375	6, 60	3406‡	19.9	0.40	17.2	19.9	3.66	3.73
4.5	12, 135/45	4512§	20.5	0.36	8.6	26.5	4.91	††
4.5	5, 72	4505§	45	0.40	13.1	41.0	4.74	††
7	12, 135/45	4505§	45	0.41	12.7	44.7	7.28	††

† Улучшение по сравнению с аналогичными глубокопроникающими кумулятивными зарядами прошлого поколения

‡ Глубина проникновения в песчаник Veega с прочностью на одноосное сжатие 8 200 фунтов/кв.дюйм, осевым и радиальным давлением обжима 5 000 МПа и поровым давлением 0 МПа

§ Глубина проникновения в песчаник Crab Orchard с прочностью на одноосное сжатие 22 094 фунтов/кв.дюйм, осевым и радиальным давлением обжима 5 000 МПа и поровым давлением 0 МПа

†† Не нормируется для газа

Глубокопроникающие кумулятивные заряды PowerJet Nova

В ходе недавних исследований напряжений в породах были получены опытные данные по предельным величинам прочности пород. Они были использованы при разработке глубокопроникающих кумулятивных зарядов PowerJet Nova*, которые отличаются самой большой в отрасли глубиной проникновения в пласт. Семейство кумулятивных зарядов PowerJet Nova разрабатывалось с целью обеспечить максимальное проникновение зарядов в породу пласта. Это первые кумулятивные заряды в отрасли, которые прошли ширококомасштабные полевые испытания в условиях напряженных пород. Существенное увеличение глубины проникновения кумулятивных зарядов PowerJet Nova нашло документальное подтверждение в Разделе 1 Методических рекомендаций API RP 19B, где представлены эксплуатационные характеристики и результаты испытания зарядов в напряженных породах. Увеличение глубины проникновения означает увеличение контакта с пластом на 50%, что обеспечивает более высокую результативность мероприятий по интенсификации притока, увеличение площади дренирования и прирост продуктивности.

Заряды PowerJet Nova выпускаются для перфораторов PURE*, изготовленных по технологии получения чистых перфорационных каналов, а также для существующих перфораторов, спускаемых на геофизическом кабеле и гладкой проволоке, НКГ, ГНКГ, скважинных тракторах, а также в составе стационарного оборудования заканчивания.

Глубокопроникающие кумулятивные заряды PowerJet Omega

Глубина проникновения кумулятивных зарядов PowerJet Omega* в среднем на 20% выше, чем у кумулятивных зарядов предыдущего поколения. Эксплуатационные характеристики зарядов подтверждены в Методических рекомендациях API RP 19B. Увеличение глубины проникновения означает повышение продуктивности добывающих скважин или приемистости нагнетательных скважин. Так как кумулятивные заряды

PowerJet Omega обеспечивают большую глубину проникновения при высокой плотности отверстий, перфорационные каналы могут пересекать большее число естественных трещин.

Кумулятивные заряды PowerJet Omega используются с перфораторами PURE, они могут применяться с перфораторами высокой плотности HSD с диаметром от 2 до 7 дюймов.

Перфорационные заряды PFrac Nova для интенсификации притока

Заряды PFrac Nova* — это новейшее поколение зарядов PFrac*. Заряды PFrac Nova — идеальное решение для гидро-разрывов в нетрадиционных коллекторах, получения оптимальных геометрических характеристик перфорационных каналов для последующих мероприятий по интенсификации притока, обеспечения большой глубины проникновения в плотных породах. Характеристики зарядов были подтверждены в ходе испытаний с прострелом напряженных пород.

Кумулятивные заряды для отверстий большого диаметра PowerFlow

Заряды PowerFlow* — это кумулятивные заряды для создания входных отверстий большого диаметра без образования пробок из продуктов взрыва, обеспечивающие максимально возможный диаметр отверстий, открытых для потока. Количество продуктов взрыва может быть сокращено при помощи технологии INsidr*, способствующей смягчению воздействия ударной волны и сокращению количества обломков и ограничивающей разрушение оболочек зарядов при срабатывании перфоратора. Эта технология способствует увеличению размеров обломков оболочек зарядов, они становятся слишком велики и не могут выйти из корпуса перфоратора. Предотвращение разлета обломков особенно важно при проведении ПВР в горизонтальных скважинах или в скважинах с большим наклоном ствола.

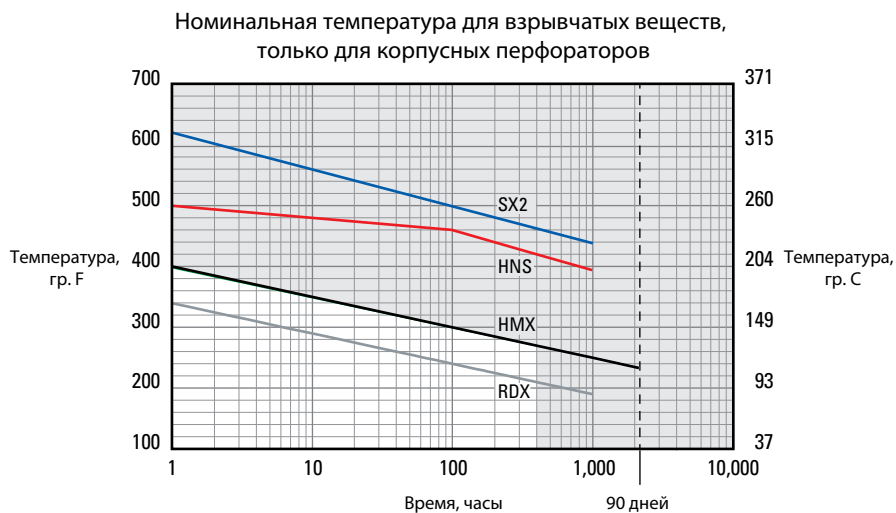
Применение

- Добывающие или нагнетательные скважины
- Пласты с нарушенными коллекторскими свойствами
- Пласты, требующие проведения мероприятий по интенсификации притока
- Напряженные породы
- Все фазы: нефть, вода, газ

Взрывчатые вещества для ПВР

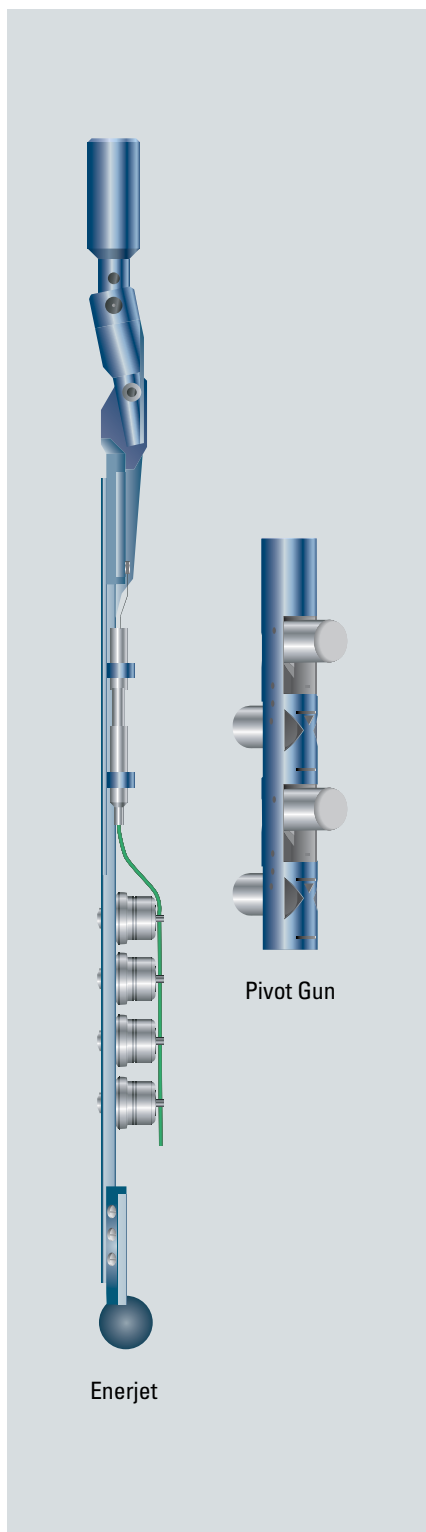
Взрывчатые вещества для ПВР

Взрывчатые вещества, используемые при ПВР в скважинах, рассчитаны на применение в условиях различных диапазонов скважинных температур. Взрывчатые вещества на основе циклотриметилентринитрамина (RDX) применяются в стандартных условиях, а на основе гексанитростильбена (HNS) — при температуре до 260 гр. С (500 гр. F). Максимальная температура взрывчатых веществ зависит также и от времени воздействия температуры. Взрывчатые вещества подбираются исходя из скважинной температуры и ожидаемого времени воздействия температуры.



Для информации о ВВ для работ в условиях высокой температуры и большой продолжительности (заштрихованные области на графике) свяжитесь с представителем Schlumberger. Превышение максимальной температуры приведет к ухудшению характеристик и выгоранию (все ВВ), а также возможной самопроизвольной детонации (RDX и HMX).

Перфорационные системы и заряды



Современная технология перфорации прошла путь от простого прострела отверстий в обсадной колонне до научных, направленных на достижение конкретной цели процедур, позволяющих реализовать сложные и универсальные схемы заканчивания скважин. Сегодня перфорация применяется для оптимизации перманентного заканчивания, временного заканчивания, например, для проведения испытаний пластоиспытателем на бурильных трубах (DST) и ремонта скважины. Наряду с такими видами обслуживания, как гидроразрыв пласта, борьба с выносом песка, сверхглубокие и горизонтальные скважины, придание требуемых свойств жидкостям для заканчивания скважины и испытания скважин, прострелочно-взрывные работы стали неотъемлемым элементом повышения продуктивности.

Для достижения оптимальной продуктивности скважины перфорационные системы и заряды должны обеспечивать увеличение диаметра перфорационных каналов и упрощение проникновения в пласт. Ключевым элементом повышения эффективности перфорации является функциональное соответствие перфоратора и зарядов. Компания Schlumberger поставляет целый ряд различных перфорационных зарядов, перфорационных систем и детонационных технологий, предназначенных для самых разных областей применения.

Эффективность перфоратора и зарядов во внутрискважинных условиях является крайне важной для успешного заканчивания скважины. Перфорационное оборудование компании Schlumberger аттестовано в соответствии с Разделом 1 «Практической рекомендации (RP) 19В» (пятое издание) Американского нефтяного института (API).

Капсульные перфорационные системы

Капсульные перфораторы являются бескорпусными устройствами с ВВ помещенными в герметичные капсулы, которые выдерживают воздействие скважинных условий. Капсульные перфораторы, как правило, применяются для перфорации через НКТ.

Капсульные перфорационные системы подразделяются на два типа – одноразовые (обломки зарядов и несущий каркас после отстрела остаются в скважине) и извлекаемые (обломки корпусов зарядов остаются в скважине, но несущий каркас извлекается в случаях, когда обломки нельзя оставить на забое). Перфораторы второго типа также называют полуразрушающимися. Некоторые капсульные перфорационные системы могут использоваться для селективной перфорации, когда за один спуск простреливается несколько интервалов. Перфораторы доставляются в скважину на кабеле, хотя есть системы, которые также могут спускаться на проволоке.

Перфорационная система Enerjet с одноразовым ленточным каркасом

Перфорационная система Enerjet* с одноразовым ленточным каркасом содержит глубокопроникающие заряды с нулевой или другими фазировками. Помимо одноразового варианта этой перфорационной системы имеется также вариант с извлекаемым каркасом. Поперечный габарит системы составляет 4,14–6,35 см (1,63–2,5 дюймов).

Перфорационная система Pivot Gun для спуска через НКТ

Высокоэффективные системы Pivot Gun*, спускаемые на кабеле через НКТ, идеально подходят для перфорации во время капитальных ремонтов скважин или для глубокого прострела

за пределы кольматационного слоя. Во время спуска в скважину диаметр корпуса перфоратора всего 4,29 см (111/16 дюйма), но как только перфоратор выходит из башмака НКТ, заряды поворачиваются наружу, и рабочий диаметр перфоратора увеличивается до 9,63 см (3,79 дюйма). Система Pivot Gun обеспечивает глубину отверстий перфорации, которую не дают никакие другие перфораторы аналогичного размера.

Важной особенностью системы Pivot Gun является сигнальная цепь (Safe Arming/Deployment Verification Circuit), гарантирующая безопасный контроль активации и срабатывания зарядов. Эта сигнальная цепь не позволяет активировать и отстрелить перфоратор до тех пор, пока заряды не будут полностью переведены в рабочее положение наружу из корпуса перфоратора при помощи толкающей головки и стержней. Другим ключевым преимуществом этой перфорационной системы является возможность извлечения несработавшего перфоратора. Заряды заворачиваются внутрь корпуса перфоратора при входе в башмак НКТ (направляющую воронку).

Перфорационная система PowerSpiral со спиральной фазировкой зарядов

Перфорационная система PowerSpiral* со спиральной фазировкой зарядов — это извлекаемый капсульный перфоратор, предназначенный для спуска на кабеле через НКТ. Типоразмеры перфоратора составляют 4,29, 5,40 и 6,35 см (111/16, 21/8 и 21/2 дюйма). Выдающимся технологическим достижением является размещение между зарядами перфоратора PowerSpiral амортизирующего материала. Этот материал ослабляет ударные волны при детонации, что позволяет снизить интерференцию между зарядами и свести к минимуму распространение ударных волн в стволе скважины. За счет этого повышается эффективность отстреливания в стволе. Другие технические особенности системы включают несколько вариантов фазировки, высокую плотность перфорации и применение глубокопроникающих кумулятивных зарядов PowerJet*. В результате, выполнение перфорации с помощью системы PowerSpiral обеспечивает самую высокую продуктивность скважины для систем данных типоразмеров.

Области применения

- перфорация через НКТ;
- глубокое проникновение в пласт;
- перфорация при отсутствии буровой установки или повторная перфорация.

Рабочие и конструкционные характеристики капсульных перфораторов

Диаметр перфоратора, дюймы	Бескорпусная перфорационная система	Плотность отверстий на 1 фут	Фазировка, °	Заряд	Характеристика по API RP 19B Раздел 1			Номинальная температура при воздействии 1 ч, °F	Максимальная масса заряда ВВ, г	Максимальное давление, psi	Минимальное сужение ствола, дюймы	Объем продуктов взрыва на заряд в обсадной колонне diam. 4 1/2, 5, и 7 дюймов, дюймы	Максимальная длина перфоратора, футы
					Глубина прострела, дюймы	Входное отверстие, дюймы	Площадь, открытая для потока, дюймов ² /фут						
1 1/16-in	PowerPivot*	4	180	PP, HMX	28.4	0.35	—	365	22	12,000	1.78	0.85/0.48/0.33	15
1 1/16-in	Извлекаемый Power Enerjet	6	0	PE, HMX	21.6	0.2	—	365	8	20,000	1.78	0.13/0.08/0.06	50
1 1/16-in	Извлекаемый Power Enerjet с двойной фазировкой	6	±45	Ph PE, HMX	14.6	0.26	—	365	8	20,000	1.78	0.16/0.10/0.07	35
1 1/16-in	PowerSpiral	7.5	45	PowerSpiral EJ, HMX	19.5	0.22	—	365	8	20,000	1.78	0.15/0.09/0.07	30
2 1/8-in	PowerSpiral	6	45	PowerSpiral EJ, HMX	27.2	0.32	—	365	14.5	15,000	2.25	0.18/0.14/0.07	30
2 1/8-in	Разрушаемый с тройной фазировкой для скважин большого диаметра	6	0, ±45	EJ ВН, HMX	8.1	0.47	1.04	330	15	15,000	2.25	0.23/0.15/0.10	30
2 1/2-in	PowerSpiral	5	45	PowerSpiral EJ, HMX	36.6	0.39	—	365	25.6	15,000	2.62	0.65/0.47/0.28	30

Notes: Every attempt has been made to verify the accuracy of the data tabulated; contact your Schlumberger representative for further information. Other shot densities and phasings are available; Schlumberger also custom designs perforation systems to meet specific needs. Blue type identifies API 19B Registered Perforation Systems; unofficial API data is listed for the other systems.

Корпусные перфорационные системы

В корпусных перфорационных системах кумулятивные заряды помещены в герметичной стальной трубке и не подвержены контакту со скважинными флюидами. При использовании перфораторов с наружным диаметром от 2½ дюймов и более, корпусные перфораторы эффективнее, чем бескорпусные, так как могут нести более мощные заряды (большая глубина прострела, большой диаметр и хорошее качество отверстий), позволяют оптимизировать фазировку, и повысить плотность отверстий перфорации. Корпусные перфораторы применяют в случаях, когда не допускается оставлять обломки перфоратора в скважине, а также в жестких условиях, делающих невозможным использование бескорпусных перфораторов. Перфораторы этого типа обычно спускаются на кабеле и могут отстреливаться в селективном режиме.

Перфорационные системы с высокой плотностью зарядов (HSD)

Перфораторы с высокой плотностью зарядов (HSD) характеризуются высокой плотностью отверстий, оптимальными схемами фазировки, в них применяются самые крупные высокоэффективные заряды. Эти перфораторы применяются при заканчивании скважины для естественного режима разработки, для проведения ГРП или для борьбы с пескопроявлением. Имеются различные типоразмеры этих перфораторов — от 1,56 до 7 дюймов (3,96–17,78 см) для применения в обсадных колоннах любого диаметра. Выпускаются модификации перфораторов HSD с корпусом одноразового действия и с извлекаемым корпусом. Спуск перфораторов производится на кабеле, проволоке, НКТ или ГНКТ. Возможно объединение нескольких перфораторов в единую компоновку с помощью межкорпусных переводников.

Плотность отстреливания составляет от 4 зарядов/фут у перфоратора с поперечным габаритом 1,56 дюйма до 27 зарядов/фут у 7-дюймовых перфораторов. В перфораторах всех

типоразмеров применяется спиральная схема расположения зарядов. Это обеспечивает минимальное вертикальное расстояние между зарядами и оптимальную схему фазировки, что позволяет добиться максимальной продуктивности скважины и сохранить прочность обсадной колонны. По спецзаказу изготавливаются перфораторы с различной величиной расстояния между зарядами.

Области применения

- перфорация с глубоким проникновением;
- перфорация с формированием каналов большого диаметра;
- борьба с пескопроявлением;
- перфорация для проведения ГРП.

Перфорационная система Fractal для многоступенчатого воздействия на пласт

Перфорационная система Fractal* представляет собой модернизированную модульную конструкцию на основе обычного перфоратора, которая может адаптироваться в зависимости от поставленной задачи, и существенно повышает безопасность, надежность, и эффективность многоступенчатых прострелочно-взрывных работ. Система Fractal допускает широкий выбор перфораторов различного размера и длины от 0,3 до 1,5 м (от 1 до 5 футов), с возможностью установки до 40 зарядов на один спуск.

Все электрические соединения выполняются на заводе изготовителя, поэтому перфорационная система Fractal требует минимальной сборки на скважине. Все компоненты, включая радиобезопасную или обычную систему возбуждения, поставляются в функциональных блоках, готовых к подключению и работе (plug-and-play).

Поскольку одноразовая система Fractal имеет барьеры давления, встроенные в электросоединения, ей не требуются переоснащаемые адаптеры, устанавливаемые между перфораторами — в каждом перфораторе используются новые компоненты, что позволяет уменьшить высоту оборудования на устье, повысив эффективность и надежность.

Области применения

- многоступенчатый ГРП;
- скважины, пробуренные на метан угольных пластов;
- кислотные обработки с ограниченным проникновением кислоты в пласт.

Перфорационная система Frac Gun для многоступенчатого ГРП

Перфорационная система Frac Gun* специально разработана для работ в обсадной колонне малого диаметра в скважинах, где необходим ГРП. Система Frac Gun диаметром 5,08 см (2 дюйма) также применяется при заканчивании скважин, где диаметр перфоратора ограничен элементами эксплуатационной компоновки. К таким случаям относится спуск перфораторов через НКТ, скважины, законченные для совместно-раздельной эксплуатации двух пластов, скважины без изменения диаметра и скважины с большим отходом от вертикали. Система Frac Gun диаметром 7,93 см (3,12 дюйма) также может применяться во время работ для борьбы с пескопроявлением и в скважинах, пробуренных на метан угольных пластов.

Для возбуждения притока из трещин ГРП необходимы перфораторы с фазировкой 60° (или 120°), обеспечивающие входное отверстие большого диаметра. В зависимости от плана ГРП, система Frac Gun может оснащаться либо зарядами для отверстий большого диаметра, либо зарядами для большой глубины прострела, с использованием перфорационных систем с высокой плотностью отверстий (HSD). Перфораторы спускаются в скважину на кабеле или проволоке. Промежуточная вставка корпуса перфоратора имеет вставной соединитель, позволяющий осуществлять сборку быстрее, чем в любых подобных системах. Переводник системы Frac Gun диаметром 3,12 дюйма позволяет установить пробку и отстрелять несколько перфораторов за один спуск.

Области применения

- Скважины, в которых необходимо проведение ГРП.
- Система Frac Gun диаметром 2 дюйма: скважины, в которых имеются сужения или препятствия в эксплуатационной компоновке.
- Система Frac Gun диаметром 3,12 дюйма: работы по борьбе с пескопроявлением.
- Система Frac Gun диаметром 3,12 дюйма: Скважины, пробуренные на метан угольных пластов.

Кумулятивные заряды с большой глубиной прострела

Диаметр перфоратора, дюймы	Плотность отверстий перфорации, отверстий/фут	Фазировка, °	Заряд	Характеристики по API RP 19B, Раздел 1			Масса снаряженного 20-футового перфоратора в воздухе (без переводников), фунты	Макс. диаметр перфорационного отверстия, включая заусеницы, при выстреле в жидкости, дюймы	Макс. диаметр перфорационного отверстия, включая заусеницы, при выстреле в газе, дюймы
				Глубина проникновения, дюймы	Диаметр входного отверстия, дюймы	Площадь, открытая для потока, дюйм ² /фут			
Кумулятивные заряды с большой глубиной прострела									
1.56-in HSD	6	60	PowerJet 1606, HMX	11.3	0.17	3.5	76	1.72	1.75
2-in HSD	6	60	PowerJet Omega 2006, HMX	21.8	0.22	7.3	123	2.29	2.31
2-in HSD	6	60	PowerJet 2006, HNS	15.3	0.22	8	123	2.16	2.21
2-in HSD	6	60	PowerJet 2006, HMX	18.7	0.23	6.5	123	2.16	2.21
2¼-in HSD	6	60	PowerJet 2306, HMX	17.7	0.3	8.7	155	2.46	2.48
2¼-in HSD	6	60	PowerJet 2306, HNS	15.7	0.27	9.5	155	2.46	2.48
2½-in HSD	6	60	PowerJet Omega 2506, HMX	30.6	0.32	12	171	2.78	–
2½-in HSD	6	60	PowerJet 2506, HNS	16.7	0.3	13.5	174	2.66	2.75
2½-in HSD	6	60	PowerJet 2506, HMX	24.4	0.31	10.5	176	2.66	2.75
2½-in HSD	6	60	PowerJet Omega 2906, HMX	36.0	0.34	16	246	3.16	3.32
2½-in HSD	6	60	PowerJet Omega 2906, HNS	24.3	0.31	17.6	249	3.16	3.32
2½-in HSD	6	60	PowerJet 2906, HMX	25.3	0.38	15	245	2.98	3.08
2½-in HSD	6	60	PowerJet 2906, HNS	21.0	0.31	19.5	239	2.96	3.08
3¼-in HSD	6	60	PowerJet Omega 3106, HMX	36.9	0.34	20	301	3.57	–
3¼-in Frac Gun	6	60	PowerJet Omega 3104, HMX	37.5	0.38	17.9	280	3.50	–
3¼-in HSD†	6	60	PowerJet 3406, HMX	36.5	0.37	22.7	334	3.66	–
3¼-in HSD†	6	60	PowerJet 3406, HNS	28.8	0.31	25	335	3.66	–
3¼-in OrientXact*‡	5	±10	PowerJet OX 3505, HMX	37.7	0.34	22.5	564	na	3.78
3½-in HSD	6	72	PowerJet Omega 3506, HMX	44.2	0.44	27	370	3.72	–
3½-in HSD	6	72	PowerJet Omega 3506, HNS	33.7	0.32	28	374	3.72	–
4-in HSD	5	72	PowerJet Omega 4005, HMX	51.7	0.48	38.8	496	4.44	–
4-in HSD	5	0/180	PowerJet 4006, HMX	36.5	0.46	26.0	425	na	4.37
4½-in HSD§	5	72	PowerJet Omega 4505, HMX	59.2	0.43	38.8	504	4.74	–
4½-in HSD§	5	72	PowerJet 4505, HMX	46.4	0.47	38.6	504	4.74	–
4½-in HSD§	12	135/45	PowerJet Omega 4512, HMX	34.0	0.35	22	495	4.91	–
4½-in HSD§	12	135/45	PowerJet 4512, HMX	30.2	0.34	22	495	4.91	–
4½-in OrientXact††	4	±10	PowerJet OX 4504, HMX	43.8	0.29	38.8	568	4.74	4.77
4.72-in HSD	5	72	PowerJet Omega 4705, HNS	44.4	0.36	38.8	606	4.95	5.16
4.72-in HSD	5	72	PowerJet 4505, HMX	48.3	0.51	38.6	606	4.95	5.16
4.72-in HSD	5	72	PowerJet 4505, HNS	34.4	0.4	38	623	4.95	5.16
4.72-in HSD	12	135/45	PowerJet 4512, HNS	22.8	0.31	22.5	610	4.99	5.16
4.72-in HSD	21	120/60	PowerJet 4521, HMX	21.0	0.32	15	665	4.93	–
7-in HSD	12	135/45	PowerJet Omega 4505, HMX	62.0	0.46	38.8	1,168	7.28	–
7-in HSD	12	135/45	PowerJet 4505, HMX	43.6	0.44	38.6	1,169	7.05	–
7-in HSD	27	120/60	PowerJet Omega 7027, HMX	35.5	0.29	20	1,110	7.05	–

Примечания: сделано все возможное для проверки точности приведенных данных. За дополнительной информацией следует обращаться к представителю компании Schlumberger в конкретном регионе. Имеются другие варианты плотности зарядов и фазировки. Компания Schlumberger также разрабатывает перфорационные системы по индивидуальному заказу в соответствии с конкретными требованиями.

n/d – нет данных

Синим шрифтом указаны перфорационные системы, зарегистрированные в соответствии с требованиями стандарта API 19B. В отношении иных систем указаны неофициальные данные API.

† В перфорационных системах диаметром 3¾, 3½ и 3,67 дюйма.

‡ В перфорационных системах диаметром 3½ дюйма.

§ В перфорационных системах диаметром 4½, 4,72 и 5 дюймов.

†† В перфорационных системах диаметром 4,72 дюйма, рассчитанных на работу в условиях высокого давления

Рабочие и механические характеристики

Диаметр перфоратора, дюймы	Плотность отверстий перфорации, отверстий/фут	Фазировка	Заряд	Характеристики по API RP 19B, Раздел 1			Масса снаряженного 20-футового перфоратора в воздухе (без переводников), фунты	Макс. диаметр перфорационного отверстия, включая заусеницы, при выстреле в жидкости, дюймы	Макс. диаметр перфорационного отверстия, включая заусеницы, при выстреле в газе, дюймы
				Глубина проникновения, дюймы	Диаметр входного отверстия, дюймы	Площадь, открытая для потока, дюйм ² /фут			
Кумулятивные заряды для чистых перфорационных каналов									
2-in HSD	6	60	UltraJet* 2006, RDX	14.7	0.28	6.5	123	2.17	2.23
2-in HSD	6	60	HyperJet* 2006, RDX	9.6	0.33	6.5	122	2.16	2.21
2½-in HSD	6	60	HyperJet 2506, RDX	13.1	0.43	10.5	176	2.66	2.75
2½-in HSD	6	60	UltraJet 2906, HMX	22.1	0.36	15	245	2.98	3.08
2½-in HSD	6	60	HyperJet 2906, RDX	15.0	0.39	15	245	2.98	3.08
3¼-in Frac Gun	6	60	PFrac Omega* 3106, RDX	32.7	0.40	22.5	280	3.50	–
3¼-in Frac Gun	6	60	PFrac 3106, RDX	24.9	0.44	22.5	280	3.50	–
3¼-in HSD	6	60	3AJ UltraJet, HMX	24.0	0.41	22.7	286	3.57	–
3¼-in HSD	4	90	UltraPack* 3106, RDX	16.2	0.4	9.2	185	3.14	3.22
3¼-in HSD†	6	60	UltraJet 3406, HMX	31.4	0.44	22.7	335	3.66	3.7
3¼-in HSD†	6	60	HyperJet 3406, RDX	22.5	0.49	22.7	335	3.66	3.7
4-in HSD	4	90	UltraPack 4004, RDX	18.7	0.43	12.4	265	4.09	4.37
4½-in HSD‡	5	72	UltraJet 4505, HMX	42.6	0.46	38.3	485	4.74	–
4½-in HSD‡	5	72	HyperJet 4505, RDX	37.0	0.57	38.8	487	4.74	–
5-in HSD	8	135/45	UltraJet 5008, RDX	20.2	0.54	24	620	5.19	5.22
7-in HSD	12	135/45	UltraJet 4505, HMX	39.9	0.45	38.3	1,123	7.05	–
7-in HSD	12	135/45	HyperJet 4505, RDX	37.0	0.57	37	1,128	7.05	–

Примечания: сделано все возможное для проверки точности приведенных данных. За дополнительной информацией следует обращаться к представителю компании Schlumberger в конкретном регионе. Имеются другие варианты плотности зарядов и фазировки. Компания Schlumberger также разрабатывает перфорационные системы по индивидуальному заказу в соответствии с конкретными требованиями.

н/д = нет данных

Синим шрифтом указаны перфорационные системы, зарегистрированные в соответствии с требованиями стандарта API 19B. В отношении иных систем указаны неофициальные данные API.

† В перфорационных системах диаметром 3/8, 3/2, и 3,67 дюйма.

Рабочие и механические характеристики

Диаметр перфоратора, дюймы	Плотность отверстий перфорации, отверстий/фут	Фазировка	Заряд	Характеристики по API RP 19B, Раздел 1			Максимальный заряд, г	Масса снаряженного 20-футового перфоратора в воздухе (без переводников), фунты	Макс. диаметр перфорационного отверстия, включая заусеницы, при выстреле в жидкости, дюймы	Макс. диаметр перфорационного отверстия, включая заусеницы, при выстреле в газе, дюймы
				Глубина проникновения, дюймы	Диаметр входного отверстия, дюймы	Площадь, открытая для потока, дюйм ² /фут				
Кумулятивные заряды для входных отверстий большого диаметра										
2-in HSD	6	60	PowerFlow 2006, HMX	4.5	0.45	0.95	6.4	119	2.16	2.21
2½-in HSD	6	60	PowerFlow 2306, HMX	4.8	0.52	1.27	–	149	2.46	2.48
2½-in HSD	6	60	PowerFlow 2506, HMX	5.2	0.64	1.93	11.2	151	2.66	2.75
2½-in HSD	6	60	38C CleanPACK*, HMX	6.6	0.7	2.31	15	231	3.09	3.2
2½-in HSD	6	60	38C CleanPACK, RDX	8.4	0.62	1.18	15	231	3.09	3.2
3¼-in HSD	10	135/45	PowerFlow 3412, HMX	4.7	0.67	3.53	14.2	259	3.34	–
3¼-in HSD†	12	135/45	PowerFlow 3412, HMX	4.5	0.64	3.86	14.2	339	3.52	3.58
4-in HSD	5	120	PowerFlow 5008, RDX	6.3	0.95	3.55	30	414	4.19	–
4½-in HSD	6	120	PowerFlow 5008, RDX	6	0.93	4.08	30	437	4.74	–
4½-in HSD Bigshot 21**	21	120/60	PowerFlow 4621, RDX	5.9	0.83	11.3	19	555	4.82	–
4½-in HSD Bigshot 21†	21	120/60	PowerFlow 4621, HMX	6.1	0.83	11.3	19.4	555	4.82	–
4.72-in HSD Bigshot 21‡	21	120/60	PowerFlow 4621, RDX	5.4	0.73	8.8	19	596	na	–
4.72-in HSD Bigshot 21	21	120/60	PowerFlow 4721 Zinc, RDX	5.4	0.73	8.79	19	596	4.82	–
4.72-in HP HSD§	20	120/60	PowerFlow 4621 Extreme, HMX	5.38	0.60	5.65	18	778	4.90	–
6¼-in HP HSD¶	18	120/60	PowerFlow Max* 6618, HMX	7	0.94	12.5	38.8	1,606	6.94	–
6¼-in HP HSD¶,¶¶	18	120/60	PowerFlow Max 6618, HMX	6.2	0.86	10.5	38.8	1,606	6.94	–
6¼-in HP HSD	18	120/60	PowerFlow Max 6618, HMX	7.8	0.96	13	38.8	1,352	6.89	–
6¼-in HP HSD‡	18	120/60	PowerFlow Max 6618, HMX	7.3	0.9	11.5	38.8	1,352	6.89	–
6¼-in HP HSD†	18	120/60	CleanPack Max* 6618, HMX	7.4	0.87	10.7	37.8	1,290	6.87	–
6¼-in HP HSD¶	18	120/60	CleanPack Max 6618, HMX	6.5	0.73	7.5	37.8	1,290	6.87	–
6¼-in HP HSD	18	120/60	PowerFlow 6618, HMX	6.8	0.91	11.7	34	1,426	6.73	–
7-in HSD	18	120/60	PowerFlow 7018, RDX	7.4	1.15	18.7	45	1,236	7.13	–
7-in HSD	18	120/60	PowerFlow 7018, HMX	7.1	1.14	18.53	49.5	1,236	7.13	–
7-in HSD	14	140/20	58C UltraPack, RDX	12.2	0.95	9.92	61	1,234	7.27	–
7-in HSD	12	135/45	64C CleanPACK, RDX	10.1	1.13	11.41	59	1,184	7.75	–
7-in HP HSD§§	18	120/60	PowerFlow 6618, HMX	6.0	0.66	6.16	34	1,441	7.10	–
7-in HP HSD¶¶	18	120/60	PowerFlow Max 6618, HMX	7.8	0.93	12.22	38.8	1,735	7.20	–

Примечания: Сделано все возможное для проверки точности приведенных данных. За дополнительной информацией следует обращаться к представителю компании Schlumberger в конкретном регионе. Имеются другие варианты плотности зарядов и фазировки. Компания Schlumberger также разрабатывает перфорационные системы по индивидуальному заказу в соответствии с конкретными требованиями, н/д = нет данных

Синим шрифтом указаны перфорационные системы, зарегистрированные в соответствии с требованиями стандарта API 19B. В отношении иных систем указаны неофициальные данные API.
 † В перфорационных системах диаметром 3/8, 3/2 и 3,67 дюйма.
 ‡ В перфорационных системах диаметром 4 1/2, 4 5/8 и 4,72 дюйма.
 § Толстостенная обсадная колонна Q125 диаметром 7,0 дюйма, 38 фунтов/фут.

¶¶ Технология INSidr для ослабления ударной волны при детонации и снижения количества обломков перфоратора.
 ¶¶ Толстостенная обсадная колонна Q125 диаметром 9 7/8 дюйма, 62,8 фунта/фут.
 §§ Толстостенная обсадная колонна Q125 диаметром 10 1/8 дюйма, 79,22 фунта/фут.

Технология перфорации для получения чистых перфорационных каналов (PURE)

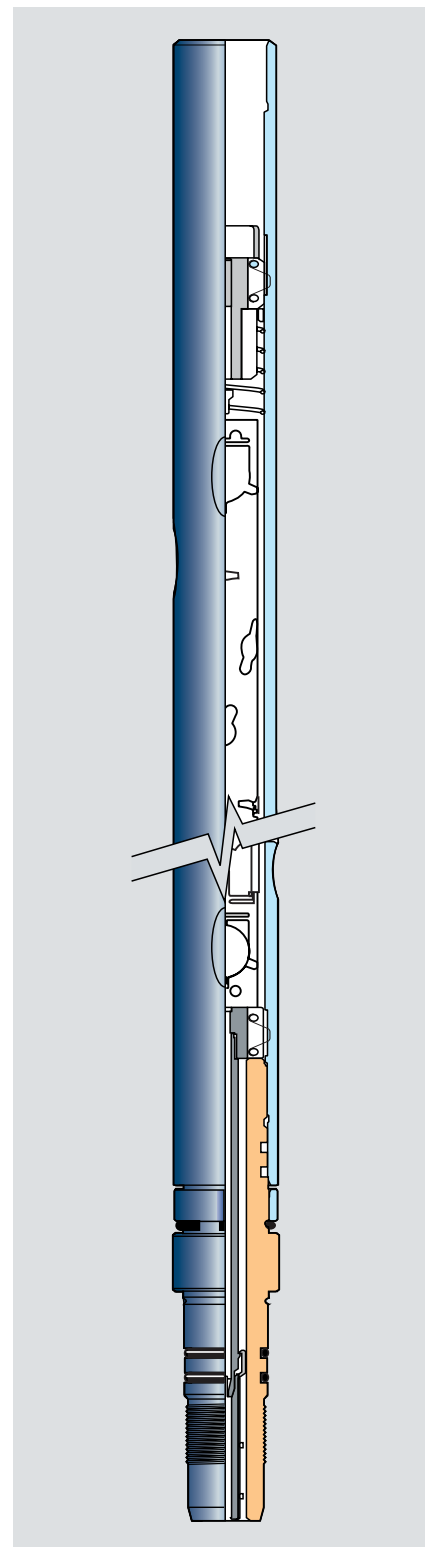
Проведение ПВР в рамках системы перфорации для предельно эффективной эксплуатации коллектора (PURE*) обеспечивает чистоту перфорационных каналов за счет управления степенью фактической депрессии или репрессии на пласт, оказывающей значительное воздействие на перфорационные каналы во время перфорации. При традиционном проектировании прострелочных работ не учитывается период динамической депрессии, следующий непосредственно за детонацией. При применении метода PURE обеспечиваются конструктивное исполнение перфоратора и характеристики заканчивания скважины, уникальные для выполняемых работ, за счет этого достигается требуемое состояние динамической депрессии в момент запуска перфораторов и управление этим состоянием. Благодаря динамической депрессии перфорационные каналы очищаются гораздо эффективнее, чем при использовании традиционных методов перфорации на депрессии или репрессии. При проведении ПВР методом PURE также учитывается воздействие на проницаемость перфорационных каналов, оказываемое начиная с момента перфорации до начала закачки/добычи флюида. Это помогает добиться высокой чистоты и проницаемости перфорационных каналов, что обеспечивает более высокую приемистость или продуктивность, чем в скважинах, законченных традиционными методами.

В перфорационной системе PURE для получения чистых перфорационных каналов используется передовая технология кумулятивных зарядов PowerJet компании Schlumberger, включая новейший заряд PowerJet Nova, обеспечивающий сверхглубокий канал перфорации, из всех имеющихся на сегодняшний день в нефтедобывающей отрасли. Разработанные специально для вскрытия коллекторских пород, заряды PowerJet Nova существенно увеличили глубину перфорационного канала, что позволило увеличить контакт скважины с пластом на 50% по сравнению с кумулятивными зарядами прошлого поколения. В результате это дает максимальную глубину прострела при минимальном объеме продуктов взрыва.

Дополнительные технические особенности перфораторов PURE включают: независимое размещение заряда PURE, гибкие варианты оснастки и диапазон типоразмеров от 5,08–17,78 см (от 2 до 7 дюймов)

Applications

- Все варианты перфорационного заканчивания скважин в цементированных коллекторах с проницаемостью выше 0,5мД и пластовым давлением выше 8270 кПа (1200 psi).
- Повышенная эффективность при меньшей депрессии и снижении мощности ударной волны.
- Возможность исключить необходимость повторной перфорации для очистки пласта.



Механические характеристики:

Наружный диаметр	5,08см [2 дюйма]	6,35см [2½ дюйма]	7,30см [2⅞ дюйма]	8,57см [3⅜ дюйма]	8,89см [3½ дюйма]	11,43см [4½ дюйма]	11,43см [4½ дюйма]	17,78см [7 дюймов]
Плотность	17/ 60°	17/ 60°	17/ 60°	17/ 60°	17/ 72°	40/135°/40°	14,4 /72°	40/135°/40°
Максимальная температура	204°C [400°F]	204°C [400°F]	204°C [400°F]	204°C [400°F]	204°C [400°F]	204°C [400°F]	204°C [400°F]	204°C [400°F]
Максимальное давление	137 МПа [20000psi]	172 МПа [25000 psi]	172 МПа [25000 psi]	137 МПа [20000 psi]	172 МПа [25000 psi]	83 МПа [12000 psi]	83 МПа [12000 psi]	69 МПа [10000 psi]
Диаметр обсадной колонны — Мин.	7,30см [2⅞ дюйма]	8,89см [3½ дюйма]	11,43см [4½ дюйма]	11,43см [4½ дюйма]	12,7см [5 дюймов]	16,83см [6⅝ дюйма]	16,83см [6⅝ дюйма]	24,45см [9⅝ дюйма]
Диаметр перфоратора после инициации†	5,74 см [2,26 дюйма]	6,58-7,06 см [2,59 – 2,78 дюйма]	7,8 см [3,07 дюйма]	9,53см [3,75 дюйма]	9,45 см [3,72 дюйма]	12,4 см [4,87 дюйма]	12,3см [4,83 дюйма]	18,5 см [7,28 дюйма]
Дистанция муфтового соединения между зарядами	33 см	32 см	30 см	30 см	30 см	30 см	30 см	30 см
Вес заряженного 6-и метрового перфоратора	54 кг	81 кг	108 кг	151кг	135кг	227кг	202кг	565кг
Мах.нагрузка заряженного перфоратора	280238 Н [63000 фунт/с]	360306 Н [81000 фунт/с]	467063 Н [105000 фунт/с]	667233 Н [150000 фунт/с]	889644 Н [200000 фунт/с]	667233 Н [150000 фунт/с]	667233 Н [150000 фунт/с]	2224111 Н [500000 фунт/с]

† Применяется в жидкой среде

Сводная таблица	Плотность (отв/метр)/ фазировка	Заряд	Глубина пробития (мм)	Входное отверстие (мм)
Перфоратор				
2" PURE	17/ 60°	PowerJet	472	5,08
2" PURE	17/ 60°	PowerJet Omega	554	5,6
2½" PURE	17/ 60°	PowerJet	475	8,6
2½" PURE	17/ 60°	PowerJet Omega	777	8,1
2⅞" PURE	17/ 60°	PowerJet	643	9,7
2⅞" PURE	17/ 60°	PowerJet Omega	914	8,6
3⅜" PURE	17/ 60°	PowerJet	927	9,4
3½" PURE	17/ 60°	PowerJet Omega	1123	11,2
4½" PURE	40/135°/40°	PowerJet	767	8,6
4½" PURE	40/135°/40°	PowerJet Omega	864	8,9
4½" PURE	14,4 /72°	PowerJet	1179	11,9
4½" PURE	14,4 /72°	PowerJet Omega	1504	10,9
7" PURE	40/135°/40°	PowerJet	1107	11,2
7" PURE	40/135°/40°	PowerJet Omega	1351	10,9

Системы детонации

Большинство прострелочно-взрывных работ со спуском перфораторов в скважину на каротажном кабеле производится при помощи стандартных детонаторов, в которых используются первичные бризантные взрывчатые вещества. При этом требуется соблюдение строгих мер и правил безопасности, чтобы исключить возможность случайного подрыва детонатора в результате воздействия блуждающих электрических токов, вызванных радиосигналами, работами с применением электродуговой сварки, или системами катодной защиты. В таких условиях, где невозможно устранить все источники внешних помех, необходимо использовать детонационные системы, имеющие дополнительные характеристики внутренней защиты.

Электронный детонатор Secure2, защищенный от радиочастотного воздействия

В защищенном от радиочастотного воздействия электронном детонаторе Secure2* используется технология «инициатора с взрывающейся фольгой» (EFI), что делает это устройство самым надежным и безопасным в отрасли во время проведения прострелочно-взрывных работ.

Являясь представителем четвертого поколения детонаторов со взрывающейся фольгой семейства S.A.F.E.*, которые широко используются во всем мире с 1988 года, эта новейшая разработка подняла надежность прострелочно-взрывных операций на качественно новый уровень. Надежность детонатора Secure2 сравнима с надежностью традиционных резисторных детонаторов, обеспечивающих

эффективность срабатывания 99,82%, но при этом сохраняются все преимущества высокоомощного инициатора с точки зрения безопасности. Детонатор Secure2 защищен от радиочастотного воздействия, что подтверждается свидетельством, выданным независимым сторонним экспертом. Эта особенность нового детонатора повышает эффективность работ в целом, благодаря тому что позволяет не отключать радиопередающие устройства на скважинных площадках и не прекращать важные операции, такие как работа вертолетов, судов, средств катодной защиты и сварочные работы там, где они необходимы, во время проведения прострелочно-взрывных работ.

Внутри детонатора Secure2 отсутствуют бризантные взрывчатые вещества, что снижает риск подрыва под воздействием удара или пламени. Детонаторы Secure2 поставляются для прострелочно-взрывных работ с применением корпусных и бескорпусных перфораторов, установки пакеров и ликвидации прихватов труб в скважинах.

Прострелочно-взрывное оборудование семейства S.A.F.E.

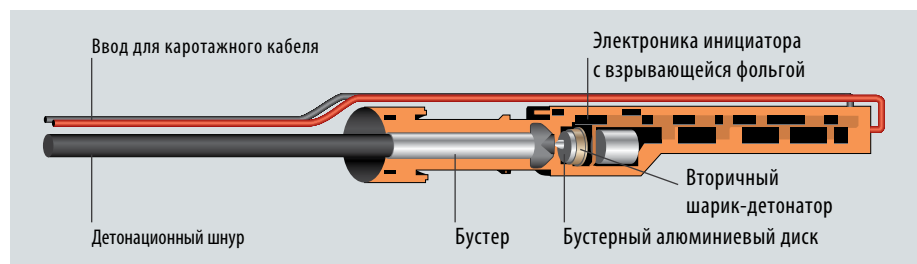
Детонационная система для оборудования семейства S.A.F.E. имеет защиту от радиочастотного воздействия, которое возникает при разности потенциалов, создаваемых радиочастотным излучением, токами катодной защиты и электродуговой сваркой. Данная технология исключает необходимость отключать оборудование радиосвязи и другое критически важное оборудование на буровой установке во время прострелочно-взрывных работ.

Системы детонации с инициатором с взрывающейся фольгой, используемый в оборудовании семейства S.A.F.E., устойчив к блуждающим токам, так как для его подрыва требуется высокий электрический ток. Оборудование семейства S.A.F.E. не содержит первичных бризантных взрывчатых веществ.

При прохождении электрического разряда происходит взрывное испарение тонкого металлического слоя, вызывающее детонацию шарика бризантного взрывчатого вещества (вторичного детонатора), которая приводит к срезанию тонкого алюминиевого диска. Срезанный алюминиевый диск проходит через жидкий флегматизированный слой в корпусе инициатора и ударяет по бустеру, который приводит к подрыву перфоратора.

Применение

- Корпусные и бескорпусные перфорационные системы
- Перфорация обсадных колонн
- Установка пакеров
- Ликвидация прихватов труб



Механические характеристики

	Детонатор Secure2	Детонатор Secure2 для работы в условиях высоких температур	Детонатор Secure2 для бескорпусных перфораторов	Воспламенитель детонатора Secure2
Макс. рабочая температура [†]	171°C [340°F]	204°C [400°F]	171°C [340°F]	171°C [340°F]
Макс. рабочее давление	н/д	н/д	103 МПа [15 000 psi]	
Жидкостная флегматизация	Да	Да	Нет	Нет
Совместимость	Корпусные перфораторы, пробойник обсадных труб, труборез, срезающий инструмент	Корпусные перфораторы, пробойник обсадных труб, труборез, ударный инструмент	Бескорпусные перфораторы, развинчивание, ленточная торпеда	Установка пакеров
Специальные области применения	Классификационный код ООН: 1.4S	Классификационный код ООН: 1.4S	Классификационный код ООН: 1.4B	Классификационный код ООН: 1.4S

na = not applicable
[†] For 1 h

Селективная перфо-система с электронным ключом инициации (ASFS)

Селективная перфо-система ASFS спускается в скважину в составе взрывных устройств. Система представляет собой серию микропроцессоров, прикрепленных к детонаторам. Оперативная проверка и активация датчиков осуществляется при помощи цифровой системы передачи данных. Каждому микропроцессору присвоен уникальный адрес для идентификации соответствующего ему взрывного устройства.

Все электрические цепи, электрические схемы перфоратора и соединения могут быть проверены на поверхности с помощью интегрированного тестера перфорационного устройства (IPDT). Во время спуска в скважину проверка осуществляется системой регистрации данных при проведении прострелочно-взрывных работ. Подтверждение срабатывания перфорационного заряда обеспечивается системой повторного запроса датчика. В случае отказа заряда или отказа датчика давления неисправное взрывное устройство можно пропустить. При проведении критически важных операций могут быть спущены дублирующие взрывные устройства, которые будут использоваться при отказе основных.

Селективная перфо-система ASFS с электронным ключом инициации рассчитана на работу со всеми системами корпусных перфораторов и устройств для установки пакеров, совместима со стандартными детонаторами и с детонаторами Secure2. За один спуск можно спустить до 40 перфораторов, что позволяет эффективно перфорировать длинные интервалы, или проводить многоэтапную перфорацию за одну спуско-подъемную операцию.

Применение

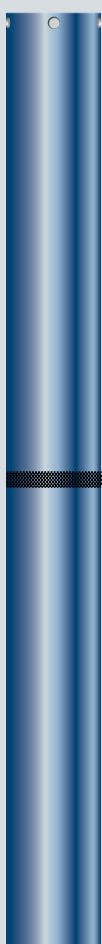
- Селективная перфорация
- Многоэтапная перфорация
- Перфорация с доставкой перфоратора с помощью скважинного трактора
- Перфорация с закачкой перфоратора в скважину под давлением
- Комбинированные операции по установке взрывного пакера и перфорации

Механические характеристики

	Система ASFS
Макс. рабочая температура	171°C [340°F]



Перфорационное вспомогательное оборудование



CCL-AG

Локатор муфт обсадной колонны

Магнитный Локатор муфт ОК (ССЛ МЛМ) — это устройство для определения муфт обсадной колонны с целью привязки ПВА в интервал перфорации. При совместном использовании МЛМ с прибором ГК производится привязка ПВА к записям в открытом стволе для точного позиционирования ПВА в намеченный интервал перфорации.

Установленные на приборе ССЛ магниты создают постоянное магнитное поле, которое искажается при прохождении прибора через муфты обсадной колонны. Локатор муфт усиливает импульс, возникший при прохождении муфты и посылает вверх по кабелю сигнал, который совмещается по глубине с ГК. Таким образом, производится привязка кривой локатора муфт к записям ПС и ГК в открытом стволе, на основании которых был определен интервал перфорации.

Выпускается широкий диапазон типоразмеров прибора ССЛ с соответствующим набором технических характеристик. Это позволяет применять прибор при различных диаметрах обсадной колонны и НКТ, в различных баротермических условиях, с разными каротажными кабелями и в сочетании с различными системами.

Область применения

- Корреляция показаний каротажа в обсаженном стволе с показаниями исследований, выполняемых при перфорации и других операциях в обсаженном стволе.

Характеристики измерений

	ССЛ (МЛМ)
Регистрируемые данные	Положение муфт обсадных колонн и НКТ
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Требуется одножильный, коаксиальный или семижильный кабель Совместим с перфораторами различных типоразмеров, устройствами для установки пробок и пакеров, труборезками, перфораторами труб, каротажными приборами для обсаженного ствола
Специальные области применения	При наличии H ₂ S

Конструкционные характеристики

	ССЛ (МЛМ)
Номинальная температура	260°C [500°F]
Номинальное давление	172 МПа [25000 psi]
Диаметр ствола — мин.	3,81 см [1½ дюйма]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен
Наружный диаметр	3,49–8,57 см [1,375–3,375 дюйма]
Длина	0,45–1,07 м [1,48–3,5 фута]
Масса	2,7 кг — 37 кг [6–81,5 фунт. м]

Универсальный прибор для привязки и перфорации (УРСТ)

Универсальный прибор для привязки и перфорации (УРСТ*) — это прибор для привязки по глубине по показаниям ГК — (локатора муфт) прибора SSL, применяемый при прострелочно-взрывных работах. Прибор может применяться при использовании детонаторов любого типа, в том числе защищенных от воздействия радиочастот (РЧ), используя и положительную и отрицательную полярности при применении переключателя с IP адресом. Поперечный диаметр прибора УРСТ составляет 111/16 дюйма [4,29 см]. На основании привязки по глубине прибор позволяет точно позиционировать перфораторы и другие взрывные устройства, спускаемые через НКТ. Прочная конструкция и надежная электроника прибора УРСТ позволяет комбинировать его с перфораторами без применения амортизаторов ударной волны.

Области применения

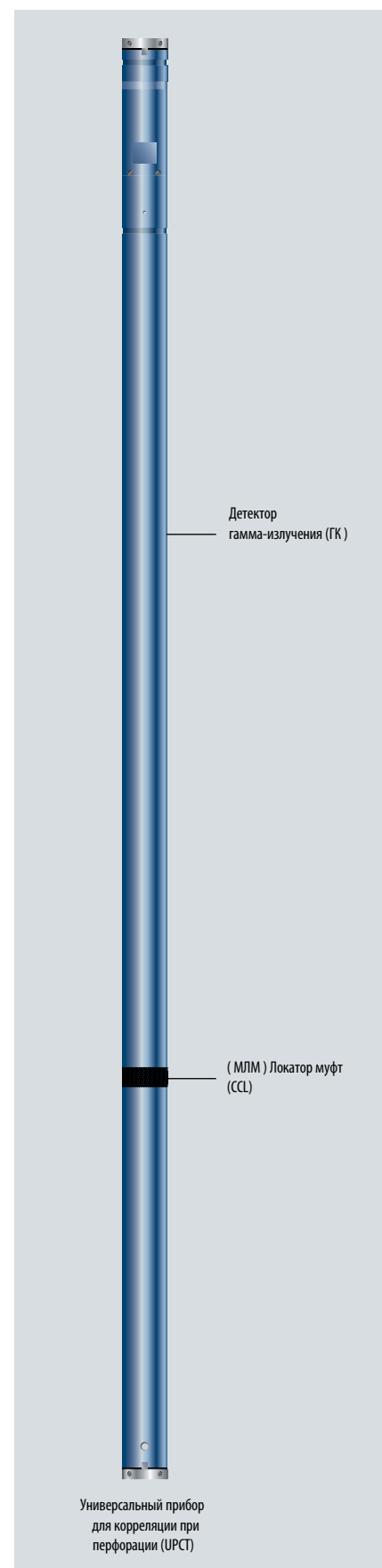
- Привязка по ГК и МЛМ
 - Привязка и перфорация за один спуск-подъем
 - Производство измерений через НКТ
 - Работа в НКТ и в обсадной колонне
 - На большой глубине, в экстремальных температурных условиях

Характеристики измерений

	Прибор УРСТ
Регистрируемые данные	Положение муфт обсадной колонны и НКТ
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с детонаторами и перфораторами любого типа, не требует установки амортизирующего переводника
Специальные области применения	При наличии H ₂ S Допускается взрывной импульс до 5000 г при инициировании пиротехническим составом

Механические характеристики

	Прибор УРСТ
Номинальная температура	177°C [350°F] Воздействие 1 ч - 190°C [374°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi]
Диаметр ствола — мин.	4.62 см [1.82 in]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен
Наружный диаметр	4,29 см [1,6875 дюйма]
Длина	Без перфоратора: 1,37 м [4,5 фута]
Масса	20.9 кг [46 фунт. м]



Прибор привязки ПВА по показаниям гамма-каротажа (PGGT)

Прибор привязки ПВА по показаниям гамма-каротажа (PGGT) служит для регистрации естественного гамма-излучения в околоскважинном пространстве. При этом измеряется содержание радиоактивных веществ в пласте. Прибор PGGT эффективен в любых условиях и является стандартным средством корреляции показаний каротажа, снятых в обсаженном и в открытом стволе. Положение перфораторов, включая перфораторы труб, пробок и пакеров, и стреляющих грунтоносов коррелируется по показаниям гамма-каротажа, устройства (МЛМ) ССЛ или одновременно обоими методами.

Области применения

- Точное позиционирование перфораторов, спускаемых на НКТ (ТСП).
- Привязка положения перфораторов, пробок и пакеров в тех сква-

жинах, где ранее не производился каротаж в обсаженном стволе.

- Привязка положения перфораторов, пробок и пакеров в скважинах с одинаковой длиной обсадных труб.
- Привязка положения пробок и пакеров при большом диаметре обсадной колонны, когда может произойти центровка и потеря эффективности определения муфты обсадной колонны.
- Повышение уверенности при привязке для проведения важных прострелочно-взрывных работ, или работ по установке пробок и пакеров.
- Надежная корреляция положения стреляющих грунтоносов по показаниям ГК в открытом стволе.
- Корреляция в тех обсадных колоннах, где невозможна регистрация сигналов с помощью прибора (МЛМ) ССЛ.



Характеристики измерений

	Прибор PGGT
Регистрируемые данные	Естественное гамма-излучение положение муфт обсадной колонны
Скорость записи	549 м/час [1800 футов/час]
Диапазон измерения	0–400 gAPI
Вертикальное разрешение	30,48 см [12 дюймов]
Погрешность	±5%
Радиус исследования	60,96 см [24 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Боковой стреляющий грунтонос CST, перфораторы для обсадной колонны, пробки, пакеры
Специальные области применения	Присутствие H ₂ S

Механические характеристики

	PGGT-DA	PGGT-DC
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр ствола	11,11 см [4¾ дюйма]	10,47 см [4½ дюйма]
Макс. диаметр ствола	Предел не установлен	Предел не установлен
Наружный диаметр	9,21 см [3,625 дюйма]	8,57 см [3,375 дюйма]
Длина	1,78 м [5,83 фута]	1,78 м [5,83 фута]
Масса	44 кг [97 фунтов]	44 кг [97 фунтов]

Геофизическая перфорационная платформа

В приборе контроля перфорации (WPP*) комплект надежных датчиков и прочных приводных механизмов объединен с целью оптимизации продуктивности скважины при выполнении прострелочных работ. При применении платформы WPP достигается максимальная гибкость позиционирования перфораторов и обеспечивается контроль результатов в реальном времени. Кроме того, платформа осуществляет интеллектуальное управление внутриприборной системой электропитания, что также повышает безопасность и результативность перфорации.

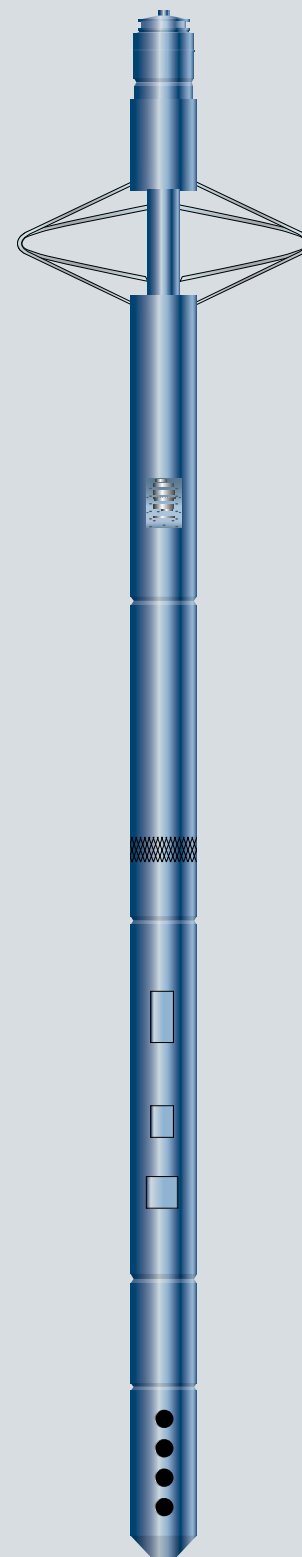
Осуществляемый платформой WPP процесс ориентированной перфорации позволяет спускать перфораторы в вертикальную или наклонную скважину на кабеле, ГНКГ или с помощью скважинных тракторов и ориентировать их в скважине за одну СПО. Система двигателя платформы WPP позволяет поворачивать перфораторы, устанавливая их в рабочее положение, соответствующее предпочтительной плоскости развития трещины, для оптимизации мероприятий ГРП.

Имеется компоновка перфорационной системы WPP, позволяющая проводить перфорационные работы через НКГ, с последующей ориентацией перфорационных зарядов по оси.

Платформа WPP способна собирать данные по скважинной температуре и давлению до, во время и после проведения прострелочных работ. Эти данные поступают на поверхность в реальном времени и позволяют определять пластовое давление и другие пластовые характеристики (проницаемость, скин-эффект), что помогает задавать ориентиры при выполнении работ. Сбор данных не прерывается при детонации. К нижней части платформы можно подсоединить до 20 перфораторов для выполнения селективного отстреливания с помощью технологии переключателя с IP адресом.

Области применения

- ГРП
- Предотвращение выноса песка в скважину
- Детектирование нескольких компоновок для заканчивания скважины
- Создание условий репрессии или депрессии на пласт до проведения перфорации
- Термометрия
- КВД и КСД пласта



Характеристики измерений

	Платформа WPP
Регистрируемые данные	Положение муфт обсадной колонны и НКТ, зенитный угол или относительный азимут, ориентация перфораторов, внутрискважинная индикация выстрелов Опциональные: привязка по ГК, запись температуры, давления в реальном времени и ориентации перфорационной компоновки по оси.
Скорость каротажа	Стационарные измерения
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместима с телеметрией платформы PS Platform

Конструкционные характеристики

	Платформа WPP
Максимальная температура	150°C [302°F]
Максимальное давление	103 МПа [15,000 psi]
Диаметр открытого ствола — мин.	4,44 см [1,75 дюйма]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен
Диаметр прибора	4,29 см [1,6875 дюйма] С корпусом гироскопа: 4,44 см [1,75 дюйма]
Длина	Компоновка для ориентированной перфорации: 7,31 м [24,0 фута] (исключая перфоратор и прибор ГК) Компоновка для картирования ПЗП: 6,70 м [22,0 фута] (исключая прибор ГК) Компоновка для измерения давления и температуры: 4,57 м [15,0 фута] (исключая перфоратор и прибор ГК)
Масса	Платформа WPP: 75,4 кг [166,3 фунт. м] Компоновка для ориентированной перфорации: 72,2 кг [159,3 фунт. м] Компоновка для картирования ПЗП: 63,6 кг [140,3 фунт. м] Компоновка для измерения давления и температуры: 38 кг [85 фунт. м]
Прочность на растяжение	Компоновки для перфорации и картирования ПЗП: 63160 Н [14200 фунт-сил] Измерительная компоновка: 173480 Н [39000 фунт-сил]

Кабельный прибор ориентирования перфораторов

Кабельный прибор ориентирования перфораторов (WOPT) служит для выполнения перфорации со спуском на кабеле и гироскопической ориентацией по азимуту в скважинах с направлением ствола, близким к вертикальному. Прибор WOPT позволяет производить перфорацию в предпочтительной плоскости развития трещины (PFP), что повышает эффективность ГРП и помогает предотвращать пескопроявление в слабых, но цементированных пластах. С точки зрения механики пород, трещина распространяется в направлении максимального горизонтального напряжения вне зависимости от ориентации перфорации. В результате, жидкость гидроразрыва движется вокруг обсадной колонны прежде ее попадания в плоскость развития трещины. При выполнении перфорации в плоскости максимального напряжения сдвига (т. е. PFP) жидкость гидроразрыва может поступать непосредственно в распространяющуюся трещину. За счет ориентации перфорационных каналов в плоскости PFP при проведении ГРП требуется меньшее давление для образования трещины. Это позволяет снизить уровень давления на поверхности

и закачивать более вязкую жидкость гидроразрыва. Это также помогает предотвращать пескопроявление за счет того, что поток в перфорационных каналах становится менее турбулентным.

Области применения

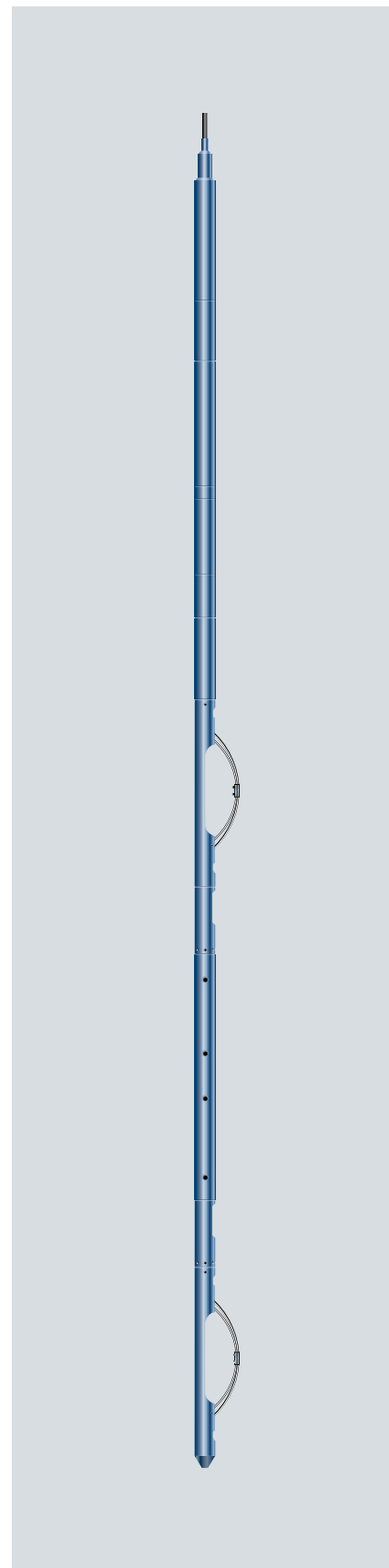
- Перфорация в плоскости развития трещины
- Сведение к минимуму давления, необходимого для образования трещины
- Сведение к минимуму пескопроявления
- Направленное тампонирующее под давлением
- Установка отклонителей
- Выполнение перфорации в соседней скважине (через скважину для глушения) с целью управления скважиной
- Ориентированный отбор керна с помощью бокового стреляющего грунтоноса (CST)
- Выполнение перфорации в скважине для глушения

Характеристики измерений

	WOPT
Регистрируемые данные	Азимутальное направление перфорации
Скорость каротажа	Точечный каротаж
Диапазон измерения	Индексация при приращениях 5°
Погрешность	±3°
Радиус исследования	Устройство для позиционирования в скважине
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Перфорационные системы с высокой плотностью зарядов (HSD*) с поперечным габаритом 7,93, 8,57, 8,89, 9,32, 10,16, 11,43, 11,99 и 12,70 см [3 1/8, 3 3/8, 3 1/2, 3,67, 4, 4 1/2, 4,72 и 5 дюймов]

Конструкционные характеристики

	WOPT
Максимальная температура	177°C [350°F]
Максимальное давление	138 МПа [20000 psi]
Диаметр ствола — мин.	10,16 см [4 дюйма]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен
Диаметр прибора	8,57 см [3,375 дюйма]
Длина	Различная в зависимости от конфигурации
Масса	Различная в зависимости от конфигурации



Устройства позиционирования перфораторов, спускаемых через НКТ



Устройства позиционирования перфораторов, спускаемых через НКТ, предназначены для позиционирования перфораторов, спускаемых через НКТ, под воронкой НКТ в обсадной колонне, напротив интервала, представляющего интерес.

Магнитное позиционирующее устройство

У магнитного позиционирующего устройства (MPD) имеется сильный постоянный магнит, ориентированный в той же плоскости, что и спускаемый через НКТ перфоратор с нулевой фазировкой зарядов. Если ствол скважины вертикальный, то магнит устанавливает заряды перфоратора вплотную к стенке обсадной колонны. При таком положении достигаются максимальный диаметр перфорационного отверстия и максимальное проникновение в пласт. В наклонных скважинах магнит размещает заряды вдоль нижней стенки обсадной колонны, предотвращая их ориентацию вдоль верхней стенки колонны. Размещение зарядов вдоль верхней стенки в обсаженном стволе приводит к значительному уменьшению диаметра перфорационного отверстия в обсадной колонне и проникновения в пласт.

Пружинное позиционирующее устройство

Пружинное позиционирующее устройство (SPD) обеспечивает плотное прилегание спускаемого через НКТ перфоратора к стенке обсадной колонны в вертикальных скважинах. За счет размещения пружины на стороне, противоположной перфорационным зарядам (нулевая фазировка), обеспечивается максимальный диаметр отверстия в обсадной колонне и максимальное проникновение в пласт.

Области применения

- Для повышения продуктивности скважины
- Для достижения максимального диаметра перфорационного отверстия в обсадной колонне
- Для достижения максимального проникновения в пласт

Конструкционные характеристики

	MPD	SPD
Максимальная температура	260°C [500°F]	260°C [500°F]
Максимальное давление	172 МПа [25000 psi]	172 МПа [25000 psi]
Диаметр ствола — мин.	4,60 см [1 ¹³ / ₁₆ дюйма]	4,60 см [1 ¹³ / ₁₆ дюйма]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен	17,78 см [7 дюймов]
Диаметр прибора	3,49–5,08 см [1,375–2 дюйма]	4,29–7,30 см [1,6875–2,875 дюйма]
Длина	0,44–0,54 м [1,46–1,77 фута]	0,72–1,00 м [2,36–3,3 фута]
Масса	3–10 кг [7–22 фунт. м]	4,5–14 кг [10–32 фунт. м]

Кабельный прибор для заякоривания перфораторов

Кабельный прибор для заякоривания перфораторов (WPAT) применяется при выполнении прострелочно-взрывных работ в одноствольных скважинах в условиях очень высокой депрессии на пласт. Этот метод заякоривания спускаемых на кабеле перфораторов является практичной, надежной и экономичной технологией, применяемой при заканчивании одноствольных скважин. Прибор WPAT позволяет производить перфорацию в условиях очень сильной депрессии, предотвращая смещение перфораторов во время выполнения перфорации. При высокой депрессии на пласт улучшается очистка ПЗП от продуктов взрыва, что способствует повышению продуктивности скважины.

Прибор WPAT надежно заякоривает перфораторы снизу с помощью трех расположенных по окружности клиньев. После передачи команды с поверхности по электрическому кабелю клинья зацепляются за стенку обсадной колонны прежде произведения залпа перфораторов. Профиль клиньев тщательно рассчитан с тем, чтобы предотвратить смещение перфораторов после их заякоривания, а также повреждение НКТ. По истечении заранее запрограммированного временного интервала, который может составлять от 5 минут до 1 часа, клинья автоматически выводятся из стенки обсадной колонны и задвигаются.

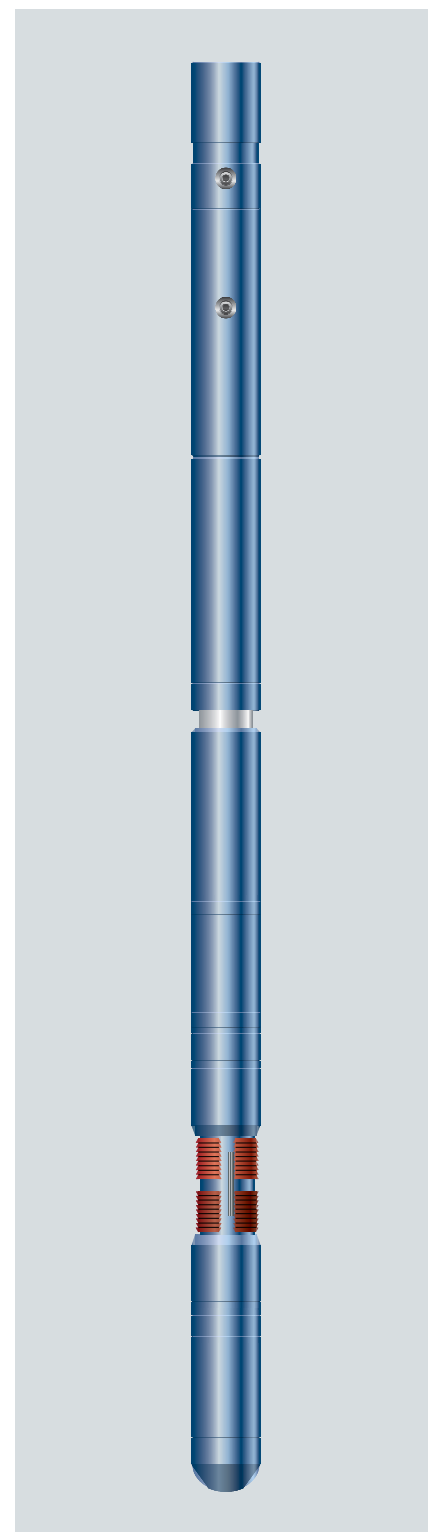
Прибор рассчитан на работу в обсадной колонне диаметром $2\frac{7}{8}$ и $3\frac{1}{2}$ дюйма [7,30 и 8,89 см]. Анкерный механизм способен выдерживать усилие до 17000 фунт-сил [75620 Н] в верхнем или нижнем направлениях. При высоком расходе потока, возникающем во время очистки ПЗП от продуктов взрыва, удерживающая способность механизма возрастает с увеличением силы, действующей на перфорационную компоновку. Прибор WPAT предотвращает подсакивание перфораторов, что, в свою очередь, помогает избежать непредусмотренного обрыва в ослабленной точке кабельной головки.

Области применения

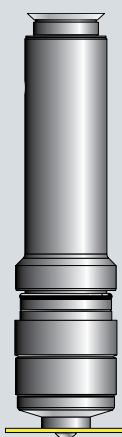
- Перфорация на депрессии в обсадной колонне малого диаметра
- Спуск датчиков с автономной памятью под перфораторами для определения перекрестного потока или истощения пласта
- Улучшение очистки ПЗП, поскольку скважину можно поставить на отработку непосредственно после выполнения депрессионной перфорации

Конструкционные характеристики

	WPAT-A	WPAT-B
Максимальная температура	204°C [400°F]	204°C [400°F]
Максимальное давление	69 МПа [10000 psi]	69 МПа [10000 psi]
Диаметр обсадной колонны — макс. В.Д.	6,55 см [2,58 дюйма]	7,72 см [3,04 дюйма]
Диаметр обсадной колонны — Н.Д.	7,30 см [2 $\frac{7}{8}$ дюйма]	8,89 см [3,5 дюймов]
Диаметр прибора	5,39 см [2,125 дюйма]	6,60 см [2,6 дюйма]
Длина	2,80 м [9,2 фута]	2,83 м [9,3 фута]
Масса	239 кг [86 фунт. м]	43 кг [96 фунт. м]



Труборезы для обсадных труб и НКТ



PowerCutter

Труборезы применяются для резки насосно-компрессорных или обсадных труб в различных ситуациях. В новых скважинах может потребоваться извлечение обсадной колонны прежде ликвидации скважины. В более старых скважинах производится резка НКТ, когда их невозможно извлечь из эксплуатационного пакера. Применяются кумулятивные и химические труборезы. И те, и другие производят резку трубы в плоскости, перпендикулярной ее стенке.

Выпускаются труборезы для НКТ, обсадных, бурильных и утяжеленных бурильных труб (УБТ) с широким диапазоном технических характеристик. За дополнительной информацией следует обращаться к представителю компании Schlumberger в конкретном регионе.

Области применения

- Извлечение НКТ, обсадных колонн и бурильных труб
- Резка струей коррозионной жидкости без образования пламени и заусениц
- Применение ВВ для резки тяжелых бурильных труб или обсадных колонн

Кумулятивный позиционируемый труборез

Кумулятивный позиционируемый труборез предназначен для обрезания НКТ или обсадной колонны. Многообразие различных размеров под скважинные условия для освобождения верхней части НКТ или обсадной колонны. Уникальная технология изготовления и материалов обеспечивают высококачественный чистый срез. Простая технология применения и высокая эффективность.

Области применения:

- НКТ, обсадная колонна, бурильная труба
- Под компрессией и под растяжкой
- Под высоким давлением и температурой

Механические характеристики:

Наружный диаметр	4,29 см [1,68 дюйма]	5,40 см [2,125 дюйма]	6,35 см [2,5 дюйма]	6,99 см [2,75 дюйма]	9,27 см [3,65 дюйма]	10,54 см [4,15 дюйма]
Максимальная температура	204°c [400°F]	204°c [400°F]	204°c [400°F]	204°c [400°F]	204°c [400°F]	204°c [400°F]
Максимальное давление	124 МПа [18000 psi]	124 МПа [18000 psi]	124 МПа [18000 psi]	124 МПа [18000 psi]	24 МПа [18000 psi 1]	124 МПа [18000psi]
Размер НКТ	6,03 см [2 ³ / ₈ дюйма]	7,30 см [2 ⁷ / ₈ дюйма]	8,9 см [3 ¹ / ₂ дюйма]	8,9 см [3 ¹ / ₂ дюйма]	11,43 см [4 ¹ / ₂ дюйма]	13,97 см [5 ¹ / ₂ дюйма]
Диаметр перфоратора после инициации [†]	2,26 дюйма [5,74 см]	6,58-7,06 см [2,59 – 2,78 дюйма]	7,8 см [3,07 дюйма]	9,53 см [3,75 дюйма]	9,45 см [3,72 дюйма]	12,4 см [4,87 дюйма]
Наружный диаметр до обрезания	4,38 см [1,724 дюйма]	5,43 см [2,139 дюйма]	6,36 см [2,505 дюйма]	6,99 см [2,753 дюйма]	9,3 см [3,655 дюйма]	10,554 см [4,155 дюйма]
Наружный диаметр после обрезания	4,3 см [1,693 дюйма]	5,25 см [2,068 дюйма]	6,1 см [2,405 дюйма]	6,75 см [2,657 дюйма]	9,16 см [3,605 дюйма]	9,677 см [3,810 дюйма]
Тип ВВ, макс. вес	НМХ, 12 г	НМХ, 17 г	НМХ, 28,33 г	НМХ, 38г	НМХ, 38 г	НМХ, 109,3 г

Перфораторы для проведения аварийных работ

Малогобаритные перфораторы служат для создания технологических отверстий в колонне НКТ, чтобы уравновесить давление или создать циркуляцию между НКТ и затрубным пространством. Перфораторы труб подбираются для определенной толщины внутренней колонны НКТ или обсадной колонны с тем, чтобы не допустить повреждения внешней колонны.

Выпускаются также перфораторы труб для специальных областей применения, включая перфораторы для пробивки отверстий струей коррозионной жидкости.

Области применения

- Уравновешивание давления между НКТ и затрубным пространством.
- Создание циркуляции между НКТ и затрубьем во время работ по ликвидации прихвата трубы.

Механические характеристики

Перфоратор труб диаметром 1,56 дюйма с высокой плотностью отверстий перфорации					
	1606S Puncher	1606M Puncher	1606L Puncher	1606XL Puncher	1606XXL Puncher
Макс. рабочая температура, выдерживаемая в течение 1 часа	260°C [500°F]	260°C [500°F]	260°C [500°F]	204°C [400°F]	204°C [400°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]
Мин. диаметр НКТ	2 1/16 дюйма	2 1/16 дюйма	2 1/16 дюйма	2 1/16 дюйма	2 1/16 дюйма
Макс. диаметр НКТ	Предел не установлен	Предел не установлен	Предел не установлен	Предел не установлен	Предел не установлен
Наружный диаметр	3,96 см [1,56 дюйма]	3,96 см [1,56 дюйма]	3,96 см [1,56 дюйма]	3,96 см [1,56 дюйма]	3,96 см [1,56 дюйма]
Тип взрывчатого вещества	HNS	HNS	HNS	HMX	HMX
Толщина стенки НКТ	4,83–9,53 мм [0,19–0,375 дюйма]	0,375–0,50 дюйма [9,53–12,7 мм]	0,500–0,58 дюйма [12,70–14,73 мм]	0,75 дюйма [19,50 мм]	1,0 дюйм [25,4 мм]
Средний диаметр отверстия	7,62–5,33 мм [0,30–0,21 дюйма]	6,35–5,33 мм [0,25–0,21 дюйма]	4,32–3,30 мм [0,17–0,13 дюйма]	4,83 мм [0,19 дюйма]	4,57 мм [0,18 дюйма]
Глубина отверстия перфорации	В наружной трубе для всех типов перфораторов: <2,54 мм [<0,10 дюйма]				

Schlumberger

Обустройство скважины

ReSOLVE

Услуга по проведению геофизических работ на кабеле с контрольно-измерительной аппаратурой

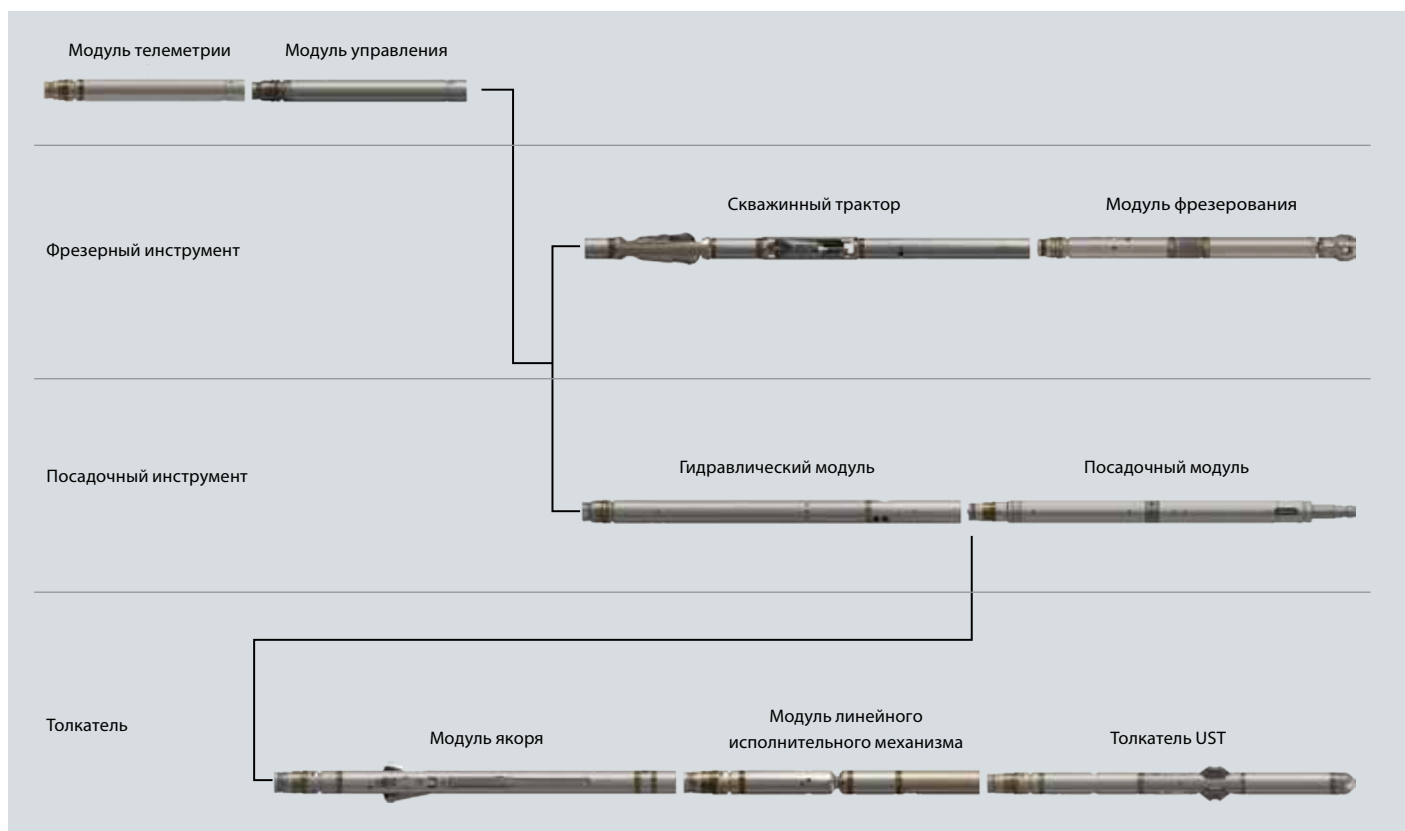
Услуга по проведению геофизических работ на кабеле с контрольно-измерительной аппаратурой ReSOLVE выполняется при помощи семейства модульных инструментов. Приборы ReSOLVE имеют функцию мониторинга в режиме реального времени и динамического управления приборами с проверкой срабатывания устройств в скважине. Все это позволило ReSOLVE стать новым стандартом качества при проведении геолого-технологических работ. Датчики, встроенные в приборы ReSOLVE, позволяют осуществлять мониторинг состояния прибора и контролировать ход выполнения скважинных работ, а также управлять прибором для опти-

мизации его рабочих характеристик. Благодаря сочетанию функций мониторинга и управления при использовании ReSOLVE нет нужды полагаться на оценки и ориентировочные расчеты, которые, как правило, связаны с традиционными «слепыми» методами выполнения ГТМ. Доставка осуществляется на кабеле за счет силы тяжести, а в скважинах с большим зенитным углом и в горизонтальных скважинах — на скважинном тракторе.

В базовую конфигурацию, состоящую из модулей телеметрии и управления, входят четыре инструмента ReSOLVE.

Линейный исполнительный механизм с высоким значением усилия

Линейный исполнительный механизм ReSOLVE состоит из модулей якоря и линейного привода, он предназначен для приложения регулируемого осевого усилия на стенки скважины. Линейный исполнительный механизм может использоваться как в сочетании с универсальным селективным толкателем (UST) системы ReSOLVE, так и с толкателями, подъемными устройствами и иными вспомогательными приборами сторонних производителей.



Модуль якоря открывается на максимально достижимое в отрасли расстояние, равное почти 5 сантиметрам (2 дюймам) между наружным диаметром инструмента и НКТ. Несмотря на то, что развиваемое модулем усилие составляет до 667 230 Н (150 000 фунт-силы), инновационная конструкция якорей позволяет свести к минимуму повреждения труб даже при максимальной силе сцепления.

После проверки фиксации якоря линейный исполнительный механизм может многократно выдвигаться и втягиваться для передачи на конкретный элемент конструкции скважины регулируемого механического усилия величиной до 200 170 Н (45 000 фунт-силы). Непрерывное измерение перемещения и прилагаемого усилия позволяет точно определить момент завершения операции.

Универсальный селективный толкатель

Универсальный селективный толкатель (UST) системы ReSOLVE может выполнять несколько переключений в любом направлении за один спуск, независимо от количества компонентов в компоновках многопластового заканчивания. UST работает в паре с якорем и линейным исполнительным механизмом. Для проверки работы производится измерение усилия и перемещения.

Для соединения с конкретным элементом компоновки заканчивания из UST в радиальном направлении выдвигаются профильные клинья. Выдвижение клиньев происходит с заданным усилием, а после выдвижения клинья остаются достаточно гибкими для адаптации к геометрическим особенностям скважины. При зацеплении UST за профиль элемента компоновки заканчивания инструмент фиксируется в скважине с помощью якоря, а линейный исполнительный механизм выдвигается или втягивается для перемещения элемента. Клинья могут затягиваться полностью, чтобы инструмент смог пройти через узкие участки ствола.

Невзрывной посадочный инструмент

Посадочный инструмент с гидравлическим приводом способен развивать усилие до 347 000 Н (78 000 фунт-силы) для посадки пробок и пакеров. Контроль

посадочного усилия в режиме реального времени и регулируемая скорость посадки сделали посадочный инструмент ReSOLVE надежной и безопасной альтернативой традиционным методам установки пробок и пакеров при помощи взрывчатых веществ. Отсутствие необходимости применения взрывчатых веществ дает большое преимущество при проведении работ там, где вопросы безопасности взрывных работ и охраны труда осложняют логистику и приводят к задержкам. Кроме того, проверка работоспособности посадочного инструмента может выполняться на поверхности перед спуском в скважину, а в соблюдении режима радиомолчания больше нет необходимости.

Фрезерный инструмент

Фрезерный инструмент ReSOLVE предназначен для проходки обломков и отложений, различных препятствий в колонне НКТ и пробок. Фрезерный инструмент можно использовать совместно со скважинным трактором TuffTRAC, который предназначен для работы в обсаженном стволе. Скважинный трактор служит для проталкивания фрезерного инструмента, он предотвращает вращение фрезерного инструмента при проходке препятствий в колонне. В отличие от традиционных фрезерных инструментов, не оборудованных контрольно-измерительными датчиками, фрезерный инструмент ReSOLVE обладает всеми возможностями динамического мониторинга частоты вращения долота и нагрузки на долото (WOB) в режиме реального времени. Система автоматического фрезерования MillOptimizer* производит автоматическую регулировку нагрузки на долото, необходимую для достижения заданной величины крутящего момента. Для сохранения постоянной частоты вращения долота при помощи скважинного трактора TuffTRAC осуществляется непрерывное измерение крутящего момента и регулирование нагрузки на долото. За счет согласованного управления, обеспечиваемого системой MillOptimizer, скважинный трактор и фрезерный инструмент работают как единая система. Это способствует максимальному повышению эффективности фрезерования и позволяет предотвратить заклинивание. Система MillOptimizer способна

мгновенно обнаружить заклинивание инструмента, при этом инструмент автоматически останавливается и выводится из места фрезерования реверсом долота и скважинного трактора. После этого фрезерование возобновляется.

Фрезерный инструмент оборудован инновационным долотом PDC (долото с поликристаллическими алмазными вставками) которое разработано и изготовлено компанией Lyng Drilling (подразделение Schlumberger). Оптимизированное для максимальной скорости проходки (ROP) при фрезеровании твердых отложений, это долото новейшей конструкции позволяет достичь максимальной скорости фрезерования отложений в пределах ограничений по мощности электрических геофизических систем.

Применение

- Установка трубных мостов, пробок, пакеров, заплат для обсадных колонн и цементировочных фонарей без применения взрывчатых веществ
- Осевое перемещение с большим усилием
 - Открывание и закрывание изолирующих клапанов
 - Изменение положения скользящей муфты
 - Подъем извлекаемых пробок
 - Ловильные работы
 - Замена газлифтных клапанов
 - Блокировка предохранительного клапана
- Избирательное перемещение при помощи универсального толкателя
 - Изменение положения скользящих муфт при многопластовом заканчивании
 - Механическое открывание изолирующих клапанов
 - Многократные перемещения инструмента за один спуск
 - Спуск компонентов через препятствия в колонне
- Фрезерование
 - Удаление отложений из скважинных труб
 - Разбуривание пробок
 - Устранение сужений внутреннего диаметра НКТ

Характеристики измерений

	Переключение	Посадка	Фрезерование	Толкатель UST
Регистрируемые данные	Базовая конфигурация ReSOLVE: давление в скважине, температура в скважине, натяжение головки, локатор муфт, напряжение головки, сила постоянного тока, дополнительно: гамма-излучение			
	Усилие на якоре, линейное усилие, перемещение якоря, линейное перемещение	Усилие посадки	Крутящий момент долота, нагрузка на долото, частота вращения долота (об/мин), относительный азимут (ориентировка инструмента)	Радиальное усилие клина, радиальное положение клина
Погрешность	Базовая конфигурация ReSOLVE: Давление в скважине: 117 МПа Температура в скважине: 0,2°C [0,36°F], Цифровой локатор муфт: 0,02 В, Натяжение головки: 36 Н [8 фунт-сил]			
	Линейное усилие: 191 Н [43 фунт-силы] Линейное перемещение: 0,127 мм [0,005 дюйма] Диаметр фиксации якоря: 0,10 мм [0,004 дюйма] Усилие фиксации якоря: 267 Н [60 фунт-сил]	Усилие посадки: 222 Н [50 фунт-сил]	Крутящий момент долота: 0,27 Н-м [0,2 фут-фунта] Скорость вращения долота: 0,5 об/мин	Диапазон радиального усилия клиньев: 22 Н [5 фунт-сил] Радиальное положение клиньев: 1,27 мм [0,050 дюйма]
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ	НЕТ	НЕТ	НЕТ
Специальное применение	Полный комплект стандартных скреперов, шлифовальных насадок и инструментов для очистки, а также полный набор долот, включая заказные			

Механические характеристики

	Переключение	Посадка	Фрезерование	Толкатель UST
Макс. рабочая температура	150°C [302°F]	150°C [302°F]	150°C [302°F]	150°C [302°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм] Исполнение для высокого давления: 207 МПа [30 000 фунтов/кв.дюйм]	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм] Исполнение для высокого давления: 207 МПа [30 000 фунтов/кв.дюйм]	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм]	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм] Исполнение для высокого давления: 207 МПа [30 000 фунтов/кв.дюйм]
Предельные характеристики	Диапазон фиксации якоря: 7,95–12,95 см [3,13–5,10 дюйма] Диапазон фиксации якоря, исполнение для больших труб: 11,76–16,74 см [4,63–6,60 дюйма] Линейный диапазон: 50,8 см [20 дюймов] Линейное усилие: 200 170 Н [45 000 фунт-сил]	Посадочный диапазон: 28,96 см [11,4 дюйма] Усилие посадки: 346 960 Н [78 000 фунт-сил]	Макс. момент фрезерования: 339 Н-м [250 фут-фунтов] Макс. скорость долота: 130 об/мин	Диапазон открытия клиньев: 7,95–12,95 см [3,13–5,10 дюйма] Радиальное усилие клиньев: 133 450 Н [700 фунт-сил]
Мин. диаметр скважины	8,13 см [3,2 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	8,13 см [3,2 дюйма] [†]	1,3 см [3,2 дюйма]
Макс. диаметр скважины	17,02 см [6,7 дюйма]	–‡	–‡	–‡
Наружный диаметр	7,94 см [3,125 дюйма] Исполнение для высокого давления: 9,21 см [3,625 дюйма] Исполнение для больших труб: 11,75 см [4,624 дюйма]	9,21 см [3,625 дюйма]	7,94 см [3,125 дюйма]	7,94 см [3,125 дюйма]
Длина	7,62 м [25,0 фута] [§]	5,76 м [18,9 фута] [§]	2,65 м [8,7 фута] [§]	1,79 м [5,5 фута] [§]
Масса	223 кг [489 фунтов]	192 кг [423 фунта]	200 кг [441 фунт] ^{††}	64 кг [141 фунт]
Прочность на натяжение	266 890 Н [60 000 фунт-сил]	60 000 фунт-силы [266 890 Н]	266 890 Н [60 000 фунт-сил]	266 890 Н [60 000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	88 960 Н [20 000 фунт-сил]	20 000 фунт-силы [88 960 Н]	88 960 Н [20 000 фунт-сил]	88 960 Н [20 000 фунт-сил]

[†] Исходя из текущего минимального размера долота

[‡] В зависимости от конфигурации

[§] Полная компоновка, без скважинного трактора и каротажной головки

^{††} Минимум с двумя приводами

Устройство для установки пакера в обсадной колонне



Применение устройства для установки пакера в обсадной колонне (CPST) — надежный метод установки заглушек и пакеров в стволе скважины при заканчивании скважины, изоляционных или ликвидационных работах. Технические особенности устройства CPST:

- конструкция устройства позволяет спускать пакер «на равновесии» (без необходимости превышать давление в скважине);
- применение одного запала, безопасность которого обеспечивается благодаря наличию внутреннего предохранительного клапана;
- спиральные оправки для предотвращения преждевременной посадки пакера во время спуска;
- покрытие компонентов жидким нитридом для продления срока их службы за счет повышения поверхностной твердости и коррозионной стойкости без увеличения объема;

- для установки устройства не требуется специальных ориентирующих компонентов;
- возможность эффективной переоснастки на объекте.

Область применения

- Установка заглушек и пакеров.

Механические характеристики

	CPST-AA	CPST-CC	CPST-BC
Макс. рабочая температура	204°C [400°F]	232°C [450°F]	204°C [400°F]
Макс. рабочее давление	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]	103 МПа [15000 psi]
Мин. диаметр обсадной колонны	12,70 см [5 дюймов]	11,43 см [4 ½ дюйма]	8,89 см [3 ½ дюйма]
Макс. диаметр обсадной колонны	33,97 см [13 ⅜ дюйма]	13,97 см [5 ½ дюйма]	12,70 см [5 дюймов]
Наружный диаметр	9,21 см [3,625 дюйма]	6,99 см [2,75 дюйма]	5,40 см [2,125 дюйма]
Длина	2,29 м [7,5 фута]	2,24 м [7,35 фута]	11,25 фута [3,43 м]
Масса	82 кг [180 фунтов]	36 кг [79,5 фунта]	37 кг [81,8 фунта]
Резьба на нижнем конце	Муфта: 8,89 см [3 ½ дюйма] 6 трапецидальная Втулка: 5,08 см [2 дюйма] 6 трапецидальная	Муфта: 6,35 см [2 ½ дюйм] 6 трапецидальная Втулка: 2,54 см [1 дюйм] 8 UN [американская унифицированная]	Муфта: 5,08 см [2 дюйма] 10 укороченная трапецидальная Втулка: 4,29 см [1 ⅙ дюйма] 16 UN

Шламоуловитель

Ловитель состоит из кабельной корзины и захвата. Он спускается в скважину вместе с калибровочным кольцом, чтобы определить, достаточен ли внутренний диаметр обсадной колонны для последующего прохождения компоновки заканчивания, пробок, пакеров или других устройств. Ловитель также очищает скважину от оставленного на забое металла.

В корпусе ловителя имеются пазы, позволяющие скважинному флюиду входить через поверхность корпуса и выходить через его боковую поверхность во время спуска устройства.

Калибровочное кольцо прикреплено винтами к входному патрубку ловителя. Такое положение помогает изолировать нижнюю часть корпуса при извлечении устройства из скважины. Диаметр калибровочного кольца зависит от диаметра обсадной колонны и от того, предполагается ли спустить мостовую пробку или пакер. Однако всегда подбирается наружный диаметр калибровочного кольца, немного превышающий наружный диаметр спускаемого за ним оборудования, чтобы обеспечить прохождение этого оборудования через обсадную колонну.

Области применения

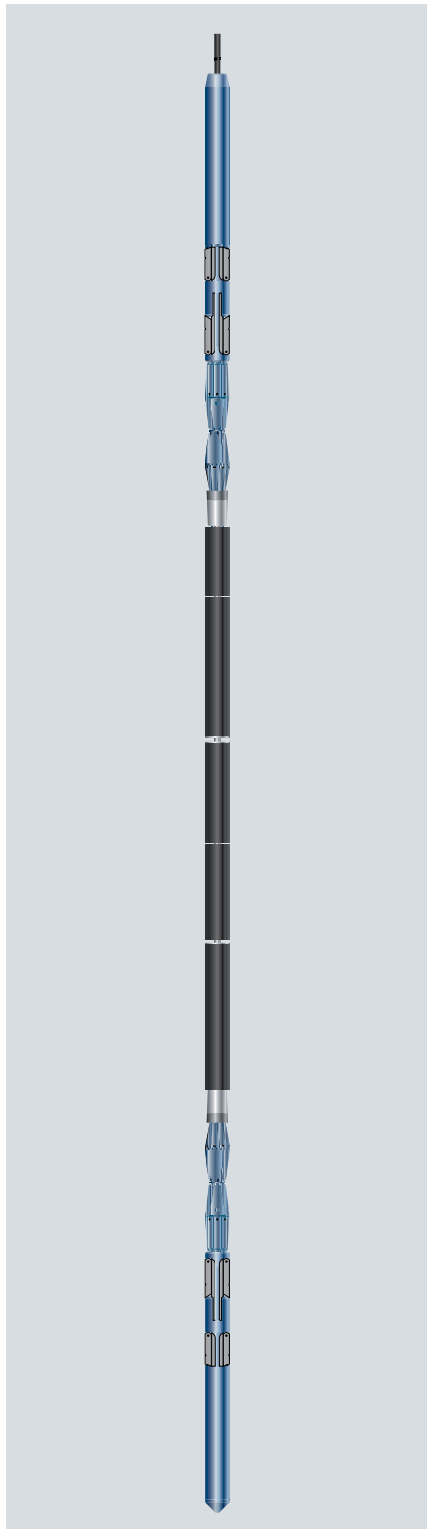
- Очистка обсадной колонны и НКГ от металлических обломков
- Предотвращение прихвата мостовой пробки или пакера
- Проверка внутреннего диаметра обсадной колонны для обеспечения прохождения оборудования для заканчивания и других устройств

Конструкционные характеристики

Шламоуловитель	
Максимальная температура	260°C [500°F]
Максимальное давление	172 МПа 2 [5000 psi]
Диаметр обсадной колонны — мин.	11,43 см [4½ дюйма]
Диаметр обсадной колонны — макс.	33,97 см [13¾ дюйма]
Наружный диаметр	7,62–10,16 см [3–4 дюйма]†
Длина	1,78 м [5,83 фута]
Масса	Переменная

† Н.Д. ловителя зависит от применяемого калибровочного кольца

Механическое устройство для установки заглушки PosiSet



Механическое устройство для установки заглушки (МРВТ) PosiSet* применяется при заканчивании скважины на новый горизонт через НКГ при отсутствии буровой установки. Повторное заканчивание выполняется с помощью мачтовой вышки или крана, при этом не возникает затрат на специализированную буровую установку для ремонта скважины.

Заякориваемая эластомерная пробка PosiSet спускается в скважину через НКГ и устанавливается в обсадной колонне для блокировки потока флюида в обсадной колонне под пробкой. Уплотнение обсадной колонны производится примерно так же, как при использовании чугунной заглушки, но вместо заряда ВВ применяется скважинный электродвигатель, размещаемый в установочном модуле устройства МРВТ (MPSU). С его помощью эластомерное уплотняющее устройство сжимается, образуя прочное уплотнение на стенке обсадной колонны. Коэффициент расширения, как правило, составляет 3:1. Система заякоривания удерживает устройство на месте в то время, как сверху уплотнения помещается слой цемента толщиной до 10 фут [3 м] для создания дополнительного перепада давления.

Пробка PosiSet является разбурывающейся. Самая маленькая пробка выдерживает усилие 25000 фунт-сил [111205-Н]. Самая большая пробка (диаметром 95/8 дюйм [24,45-см]) выдерживает усилие 90000 фунт-сил

[400340 Н]. Если скважинное давление на глубине установки составляет менее 1000 psi [7 МПа], то посадка заглушки PosiSet производится с помощью специального приспособления.

Заглушки PosiSet можно устанавливать в открытом стволе, напротив перфорационных отверстий и фильтров с гравийной набивкой.

Для установки цементной заглушки сверху нее PosiSet применяется цементировочная желонка нагнетательного объемного типа. При освобождении грузовой штанги из секций желонки поступает цемент. Опрессовку цементной заглушки можно производить через 24 час после последнего цикла работы желонки, когда прочность цемента на сжатие составляет приблизительно 90% от окончательного уровня. Номинальная температура цементировочной желонки составляет 302°F [150°C].

Области применения

- Изоляция непродуктивных горизонтов
- Изоляция водоносных горизонтов, расположенных под продуктивными интервалами
- Закладывание основы для установки песчаной заглушки
- Установка заглушки на кислотной основе под низким давлением
- Установка заглушки с привязкой по глубине

Конструкционные характеристики

	MPSU-BA	MPSU-CA
Номинальная температура	177°C [350°F]	177°C [350°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi]	138 МПа [20000 psi]
Диаметр ствола — мин.	11,43 см [4½ дюйм]	11,43 см [4½ дюйм]
Диаметр ствола — макс.	19,37 см [7⅝ дюйм]	24,45 см [9⅝ дюйм]
Наружный диаметр	4,34 см [1,71 дюйм]	5,40 см [2,125 дюйм]
Длина	6,25 м [20,5 фут]	6,40 м [21 фут]
Масса	40 кг [89 фунт. м]	58 кг [129 фунт. м]

Конструкционные характеристики заглушки PosiSet

	В обсадной колонне диаметром 11,43 см [41/2 дюйма]	В обсадной колонне диаметром 12,70 см [5 дюймов]	В обсадной колонне диаметром 13,97 см [51/2 дюймов]	В обсадной колонне диаметром 17,78 см [7 дюймов]	В обсадной колонне диаметром 19,37 см [75/8 дюйма]	В обсадной колонне диаметром 24,45 см [95/8 дюйма]
Номинальная температура	171°C [340°F]	171°C [340°F]	150°C [302°F]	171°C [340°F]	135°C [275°F]	135°C [275°F]
Номинальное дифференциальное давление [†]	7 МПа [1000 psi]	7 МПа [1000 psi]	3 МПа [500 psi]	10 МПа [1500 psi]	7 МПа [1000 psi]	3 МПа [500 psi]
Диаметр обсадной колонны — мин. В.Д.	8,89 см [3½ дюйма]	4 дюйма [10,16 см]	11,43 см [4½ дюйма]	14,93 см [5,88 дюйма]	16,51 см [6½ дюймов]	21,41 см [8,43 дюйма]
Диаметр обсадной колонны — макс. В.Д.	10,21 см [4,02 дюйма]	4,52 дюйма [11,48 см]	12,75 см [5,02 дюйма]	16,59 см [6,53 дюйма]	17,83 см [7,02 дюйма]	22,88 см [9,01 дюйма]
Наружный диаметр	5,40 см [2,125 дюйма]	1,6875 дюйма [4,29 см]	4,29 см [1,6875 дюйма]	5,40 см [2,125 дюйма]	5,40 см [2,125 дюйма]	6,67 см [2,625 дюйма]
Время установки	17 мин	17 мин	60 мин	60 мин	60 мин	90 мин
Примечания	Устанавливается с помощью модуля MPSU-BA или MPSU-CA					Устанавливается только с помощью модуля MPSU-CA

[†] Номинальное давление указывается только для заглушек PosiSet. Требуемый номинал дифференциального давления достигается путем размещения слоя цемента (обычно толщиной 10 фут [3 м]) сверху заглушки PosiSet.

**Вспомогательные
измерительные
приборы и другие
устройства**

Кавернометрия

Каверномеры являются составной частью большинства стандартных каротажных приборов, так как измерение диаметра ствола скважины является чрезвычайно важным параметром для внесения поправок в регистрируемые данные ГИС за условия измерений для корректной количественной интерпретации, а также – для расчета объема цемента.

Измерения проводятся при помощи одно-, трех-, четырех- и шестирывчажных каверномеров/профилемеров. Если ствол ровный и овализации нет, все каверномеры будут регистрировать одинаковые показания. Если ствол имеет эллиптическую форму, то рычаг

однорычажного каверномера обычно движется по длинной оси, а трехрычажный каверномер в такой скважине покажет, что диаметр ствола больше короткой оси, но меньше длинной оси эллиптического ствола. Четырехрычажный каверномер измеряет параметры стенок вдоль короткой и длинной оси ствола и дает более точное значение объема ствола скважины. Однорычажные каверномеры обычно входят в состав большинства приборов плотностного каротажа и микробокового каротажа. Четырехрычажные каверномеры/профилемеры входят в состав большинства приборов-наклономеров (пластовых микроимиджеров).

Механический каверномер (MDC) является трехрычажным. Описание шестирывчажного каверномера зонда для изучения скважинных условий (EMS) представлено отдельно далее.

Применение

- Измерение диаметра ствола скважины
- Геометрия ствола скважины
- Объем ствола скважины
- Поправки в данных ГИС за скважинные условия

Характеристики измерений

	Однорычажный каверномер	Трехрычажный каверномер MCD	Четырехрычажный каверномер
Регистрируемые данные	Диаметр ствола	Диаметр ствола	Диаметр ствола
Скорость каротажа	В зависимости от компоновки	В зависимости от компоновки	В зависимости от компоновки
Диапазон измерений	от 10,16 до 55,88 см [от 4 до 22 дюймов]	от 11,43 до 40,64 см [от 4½ до 16 дюймов]	от 10,16 до 55,88 см [от 4 до 22 дюймов]
Вертикальное разрешение	15,24 см [6 дюймов]	15,24 см [6 дюймов]	15,24 см [6 дюймов]
Погрешность	±0,64 см [±0,25 дюйма]	±0,64 см [±0,25 дюйма]	±0,51 см [±0,20 дюйма]
Радиус исследования:	Ствол скважины	Ствол скважины	Ствол скважины
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ	НЕТ	НЕТ
Совместимость	Совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов	Совместим с большинством приборов
Специальное применение	При наличии H ₂ S	При наличии H ₂ S	При наличии H ₂ S

Механические характеристики

	Однорычажный каверномер	Трехрычажный каверномер MCD	Четырехрычажный каверномер
Макс. рабочая температура [†]	177°C [350°F]	177°C [350°F]	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]	138 МПа [20 000 psi]
Мин. диаметр скважины	10,16 см [4 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]	10,16 см [4 дюйма]
Макс. диаметр скважины [‡]	55,88 см [22 дюйма]	40,64 см [16 дюймов]	55,88 см [22 дюйма]
Наружный диаметр	В зависимости от компоновки	8,57 см [3,375 дюйма]	В зависимости от компоновки
Длина	В зависимости от компоновки	2,44 м [8 футов]	В зависимости от компоновки
Вес	В зависимости от компоновки	70 кг [155 фунтов]	В зависимости от компоновки
Прочность на натяжение	В зависимости от компоновки	160 140 Н [36 000 фунт-силы]	В зависимости от компоновки
Прочность на сжатие	В зависимости от компоновки	44 040 Н [9 900 фунт-силы]	В зависимости от компоновки

[†] Для высокотемпературных компоновок имеются каверномеры с рабочей температурой до 260°C (500°F).

[‡] Для работы в скважинах большого диаметра имеются удлинители рычагов каверномеров.

Вспомогательный переводник для измерения силы сжатия/растяжения



Вспомогательный переводник для измерения силы сжатия/растяжения (ACTS) служит для измерения силы растяжения или сжатия между верхней и нижней головками устройства при выполнении обычного кабельного оборудования на буровых трубах. При спуске каротажного оборудования на буровых трубах выполняемый устройством ACTS контроль внутрискважинной силы сжатия крайне важен для предотвращения повреждения каротажных приборов.

Области применения

- Измерение скважинной силы растяжения, действующей на компоновку каротажных приборов
- Измерение силы сжатия, действующей на приборы при применении системы транспортировки для тяжелых условий каротажа (TLC)
- Обнаружение прихвата кабеля или приборной компоновки
- Монтаж двух переводников ACTS в приборной компоновке позволяет определить, какая часть компоновки прихвачена
- Определение силы, приложенной к ослабленной точке кабельной головки. Это позволяет предотвратить отрыв кабеля от кабельной головки при извлечении прихваченной приборной компоновки методом «заводки и обрезки»

Характеристики измерений

	ACTS
Регистрируемые данные	Сила растяжения и сжатия
Скорость каротажа	Предел не установлен
Диапазон измерения	±97860 Н [±22000 фунт-сил]
Погрешность	±3%
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов
Специальные области применения	При наличии H ₂ S

Конструкционные характеристики

	ACTS
Номинальная температура	177°C [350°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi]
Диаметр ствола — мин.	10,16 см [4 дюйм]
Диаметр ствола — макс.	Предел не установлен
Наружный диаметр	8,57 см [3,375 дюйм]
Длина	1,22 м [4 фут]
Масса	23 кг [51 фунт. м]
Прочность на растяжение	97860 Н [22000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	100080 Н [22500 фунт-сил]

Зонд для определения скважинных условий

При применении зонда для определения скважинных условий (EMS) значительно повышается точность определения формы ствола скважины. В разных точках ствола производятся шесть независимых кавернометрических измерений для определения истинной овальности ствола с целью исследования действующих в нем напряжений. Кроме того, зонд EMS измеряет УЭС и температуру бурового раствора и его ускорение вдоль оси прибора. На основании этих данных выполняется коррекция ряда внутрискважинных измерений на скважинные условия в реальном времени.

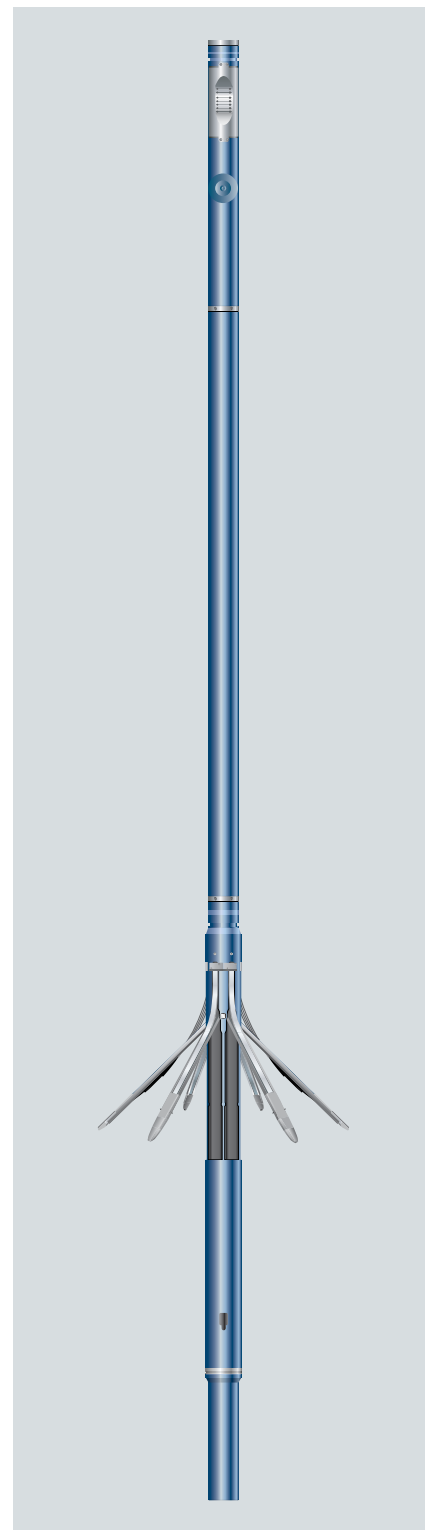
С помощью шести независимых рычагов зонд EMS измеряет поперечное сечение более точно, чем обычные приборы, и охватывает более широкий диапазон диаметров ствола. Производится шесть точных измерений радиусов овала, а затем с помощью специального алгоритма получают подробную информацию о геометрии ствола. Это позволяет осуществлять более представительную коррекцию данных на скважинные условия, выдаваемых сканирующими приборами, улучшенный анализ действующих в стволе напряжений и более точную цементометрию. Производимые зондом измерения достоверны, даже когда он находится в эксцентричном положении.

Датчик УЭС зонда EMS имеет несколько вольтметрических электродов, что позволяет прибору измерять УЭС бурового раствора более точно и надежно (даже в неблагоприятных условиях), чем это делают традиционные приборы. Например, зонд выполняет высококачественные измерения, когда на его поверхности находится фильтрационная корка бурового раствора, а также в узких стволах.

Зонд EMS совместим со всеми сканирующими приборами, включая приборы нового поколения: многоэлементный индукционный сканирующий прибор (AIT), азимутальный резистивиметрический сканер (ARI) и систему комплексного каротажа пористости для измерения литологии (IPL). Благодаря этому можно проводить на объекте каротаж с коррекцией результатов на скважинные условия без дополнительных рейсов в скважину.

Области применения

- Оценка геометрии ствола скважины
- Точная цементометрия
- Анализ действующих в стволе напряжений
- Измерение УЭС бурового раствора
- Измерение температуры бурового раствора и его ускорения по оси Z
- Внесение поправок за скважинные условия в показания других каротажных приборов



Характеристики измерений

	EMS
Регистрируемые данные кавернометрия	УЭС бурового раствора, температура бурового раствора,
Скорость каротажа	1097 м/час [3600 фут/час]
Диапазон измерения	УЭС: 0,01–5,0 Ом-м Температура: 0–200°C [0–392°F] Кавернометрия: 76,2 см [30 дюймов] (центрированное положение), 43,18 см [17 дюймов] (эксцентричное положение)
Вертикальное разрешение	15,24 см [6 дюймов]
Погрешность	УЭС: ±10% (от 0,02 до 0,5 Ом-м), ±7% (от 0,5 до 5 Ом-м) Температура: ±1°C [±1,8°F] [1%] (погрешность), 0,1°C [0,18°F] (разрешение) Кавернометрия: ±0,25 см [±0,1 дюйма] (погрешность), 0,15 см [0,06 дюйма] (разрешение) Ускорение: ±4 см/с ² [1,6 дюйм/с ²] (погрешность), ±1 см/с ² [0,4 дюйм/с ²] (разрешение)
Радиус исследования	В пределах ствола скважины
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Совместим с большинством приборов
Специальные области применения	

Конструкционные характеристики

	EMS
Номинальная температура	177°C [350°F]
Номинальное давление	138 МПа [20000 psi]
Диаметр ствола — мин.	15,24 см [6 дюймов]
Диаметр ствола — макс.	76,2 см [30 дюймов]
Наружный диаметр	8,57 см [3,375 дюйма]
Длина	4,34 м [14,23 фута]
Масса	135 кг [297 фунт. м]
Прочность на растяжение	224110 Н [50000 фунт-сил]
Прочность на сжатие	48930 Н [11000 фунт-сил]

Устройство индикации свободной точки (FPIT)

В устройстве индикации свободной точки (FPIT*) применяются датчик растяжения и датчик крутящего момента для точного определения свободной точки прихваченной бурильной трубы, УБТ, НКТ или обсадной трубы. При натяжении или кручении прихваченной трубы ее свободная секция деформируется линейно в диапазоне упругости материала, из которого изготовлена труба. Устройство FPIT измеряет растяжение и крутящий момент на участке фиксированной длины, чтобы определить длину свободной секции трубы в соответствии с теоретически выведенной деформацией. Затем свободная секция без труда извлекается после выполнения «раскрепляющего» взрыва ВВ на стыке устройства, подверженном действию левостороннего крутящего момента. Раскрепляющий взрыв может совме-

щаться с выполнением измерений устройством FPIT или производиться отдельно после определения свободной точки.

Области применения

- Определение самой глубокой свободной точки прихваченной колонны труб
- Раскрепление прихваченной трубы
- Подбор длины труб под глубину спуска
- Эффективное выполнение этих работ с плавучего или полупогружного бурового основания и в сильно искривленных скважинах

Характеристики измерений

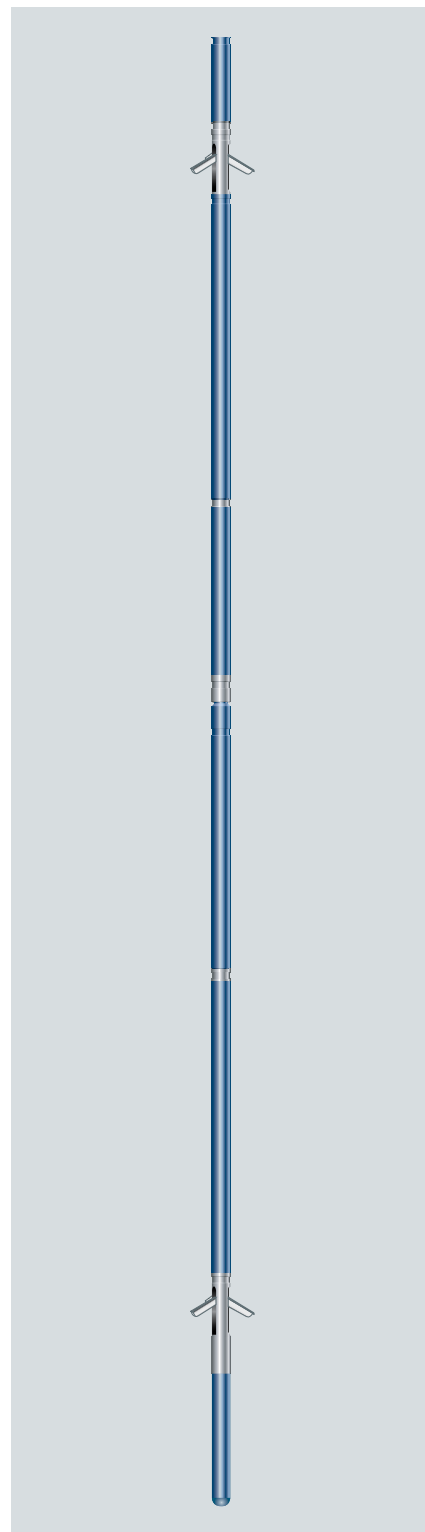
	Устройство FPIT
Регистрируемые данные	Растяжение свободной секции трубы, действующий на нее крутящий момент
Скорость каротажа	Стационарный
Диапазон измерения	Растяжение: 10–300 USTR [0,12–3,6 дюйма на 1000 футов] Крутящий момент: 0,02–0,5 оборота на 305 м [0,02–0,5 оборота на 1000 футов]
Вертикальное разрешение	2,21 м [7,24 фута] (расстояние между якорями)
Погрешность	±10% при температуре 177°C [350°F]
Радиус исследования	Неприменимо
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	Нет
Совместимость	Оборудование для производства раскрепляющего взрыва, локатор муфт

Специальные области применения

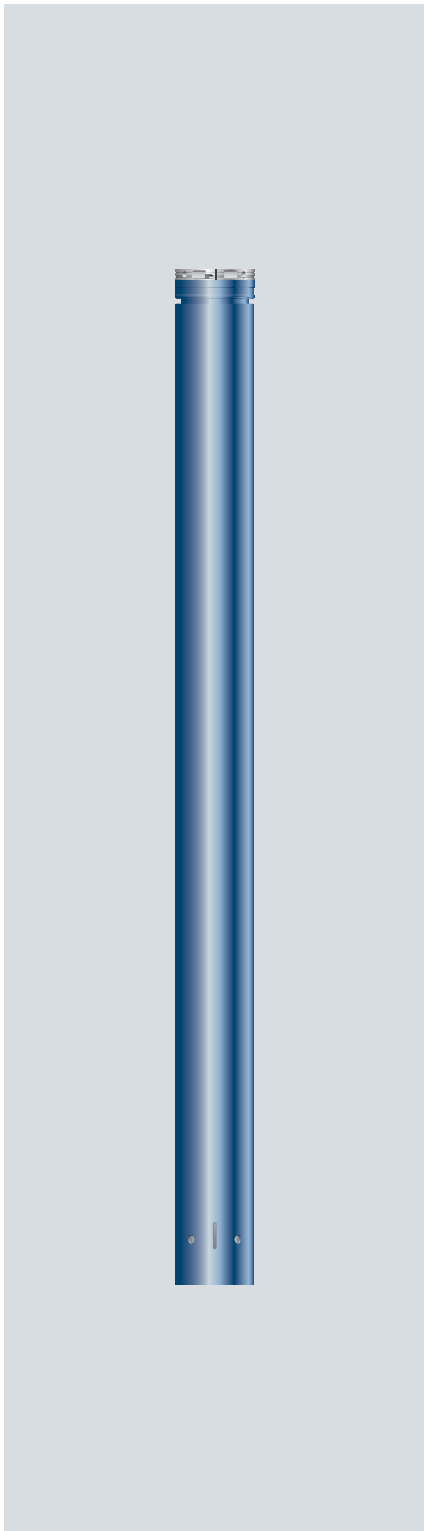
Конструкционные характеристики

	Устройство FPIT
Номинальная температура	177°C [350°F]
Номинальное давление	172 МПа [25000 psi]
Диаметр ствола — мин.†	3,81 см [1½ дюйма]
Диаметр ствола — макс.†	12,70 см [5 дюймов]
Наружный диаметр†	3,49 см [1,375 дюйма]
Длина	4,24 м [13,92 фута]
Масса	18 кг [40,75 фунт. м]

†Для работы в обсадной колонне диаметром до 95/8 дюйма [24,45 см] Н.Д. устройства увеличивается до 1,875 дюйма [4,76 см], при этом минимальный диаметр ствола составляет 2 дюйма [5,08 см].



Электромагнитный ловильный инструмент с корреляцией глубины CERT



Спускаемый на кабеле электромагнитный ловильный инструмент с корреляцией глубины CERT* предназначен для извлечения металлических предметов из обсаженных и необсаженных скважин. Инструмент CERT в 5 раз мощнее, чем постоянный магнит того же размера.

При отключении электромагнита инструмент CERT становится полностью немагнитным, его можно перевозить на вертолете без угрозы создания помех навигационным приборам. Чтобы предотвратить случайный захват ненужных металлических предметов и поддерживать рабочую поверхность в чистоте, электромагнит включается только при достижении необходимой глубины. Когда инструмент включен, установленные на поверхности индикаторы позволяют

отслеживать процесс захвата инструментом оставленных в скважине предметов и их подъем на поверхность.

Выпускаются четыре типоразмера инструмента: 4,29, 5,40, 6,99 и 8,57 см (1 11/16, 2 1/8, 2 3/4 и 3 3/8 дюйма соответственно). Контроль глубины обеспечивается локаторами муфт и датчиками гамма-излучения. Для колонн диаметром 7, 758 и 958 дюйма поставляются немагнитные направляющие башмаки.

Применение

- Извлечение металла из необсаженных скважин
- Извлечение металла из обсаженных скважин
- Обсаженные или необсаженные скважины, скважины с НКТ

Характеристики измерений

	Инструмент CERT
Регистрируемые данные	Индикатор извлечения из скважины
Скорость записи	1 219 м/ч [4 000 футов/ч]
Диапазон измерений	Грузоподъемность до 4 450 Н [1 000 фунт-сил] (в зависимости от площади контакта с оставленными предметами)
Радиус исследований:	Только в пределах ствола
Ограничения по типу или плотности бурового раствора	НЕТ
Совместимость	Совместимость с приборами гамма-каротажа и МЛМ
Специальное применение	H ₂ S

Механические характеристики

	Инструмент CERT
Макс. рабочая температура	177°C [350°F]
Макс. рабочее давление	138 МПа [20 000 фунтов/кв.дюйм]
Мин. диаметр скважины	5,08 см [2 дюйма]
Макс. диаметр скважины	Без ограничений
Наружный диаметр†	4,29, 5,40, 6,99 и 8,57 см [1 11/16, 2 1/8, 2 3/4 и 3 3/8 дюйма]
Длина	0,76 м [2,5 фута]
Масса	22,7 кг [50 фунтов]

† Максимальный размер инструмента зависит от диаметра шаблонов для соответствующего диаметра ствола

Schlumberger
3750 Бриарпарк Драйв
Хьюстон, штат Техас 77042
slb.com

Copyright © 2015 Schlumberger. Все права защищены.

Ни одна из частей этого каталога не подлежит копированию, хранению в информационно-поисковой системе, или записи в любом виде и любыми средствами – электронными или механическими, включая фотокопирование и запись на электронные носители, без письменного согласия издателя. Представленная здесь информация считается точной, но без прямой или подразумеваемой гарантии. Технические характеристики актуальны на момент сдачи каталога в печать. Номинальные температуры указаны для внутренних элементов приборов.

14-FE-0074-RU

Знак «звездочка» (*) используется в данном документе для обозначения торгового знака компании Schlumberger. Названия других компаний, продуктов, и услуг являются собственностью их владельцев. На обложке фотография Discoverer Enterprise, опубликована с разрешения компании Transocean.