

Результаты исследований и работ ученых и конструкторов

УДК 550.832.4/550.832.75:550.822.2

И. Н. Кучернюк, А. А. Шипилов, Н. М. Ахметшин

АО НПП «ВНИИГИС»

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ И РАЗВИТИЕ АППАРАТУРЫ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА В СКВАЖИНЕ

Приведены технические характеристики аппаратуры АСПУ-48-МЦП, позволяющей осуществлять непрерывную запись и определение ориентации сейсмоприемников при мониторинге гидроразрыва пласта (ГРП), а также новой модификации аппаратуры индукционной наклонометрии с цифровой обработкой сигналов НИПТ-1Ц. Показана эффективность комплексирования скважинной сейсморазведки и индукционной наклонометрии для выделения межпластовых границ в скважине и определения их пространственного положения. Приведены примеры применения разработанной аппаратуры.

Ключевые слова: комплексирование, скважинная сейсморазведка, индукционная наклонометрия, аппаратура, гидроразрыв пласта, мониторинг.

Один из старейших в АО НПП «ВНИИГИС» отдел скважинной сейсморазведки практически с начала своего возникновения занимается разработкой средств для регистрации сейсмических сигналов в скважинах. Для качественного приема сейсмических колебаний сейсмоприемник (геофон) должен плотно контактировать со средой. На первом этапе были разработаны скважинные приборы с исполь-

зованием упругих рессор, затем – с управляемыми прижимными устройствами СППУ и АСПУ. Регистрация сейсмических сигналов с этих приборов осуществлялась с помощью существующих в тот период сейсмостанций для наземной сейсморазведки.

Развитие цифровых способов передачи сигналов и компьютеризация привели к созданию в начале 90-х годов на базе скважинных приборов АСПУ многоприборной аппаратуры АМЦ ВСП 3-48, сначала 16-разрядной, а затем и 32-разрядной модификации. Более подробные сведения об этапах создания и распространения этих приборов описаны в [1, 2].

Расширение геологических задач требует совершенствования технических средств геофизики. Так, потребность в непрерывной записи и определении ориентации сейсмоприемников при мониторинге гидроразрыва пласта привела к модернизации аппаратуры вертикального сейсмического профилирования (ВСП). В результате была создана аппаратура АСПУ-48-МЦП (рис. 1), имеющая следующие особенности:

- возможность применения высокоскоростной телеметрической линии связи (512 *кбит/с*) для осуществления прямой передачи сигналов, что ускоряет работы методами сейсморазведки и позволяет проводить сейсмический мониторинг в реальном времени, однако ограничивает максимальное количество одновременно используемых модулей;

- наличие энергонезависимой памяти большого объема в скважинных модулях, обеспечивающей непрерывную регистрацию сейсмических данных в течение не менее 24 часов, позволяет проводить сейсмический мониторинг с большим количеством скважинных модулей;

- наличие 24-разрядного дельта-сигма ($\Delta\text{-}\sigma$) аналого-цифрового преобразователя, что расширяет динамический диапазон и улучшает характеристики преобразования сигнала;

- предусмотрена регистрация меток времени, получаемых от приемников GPS/ГЛОНАСС, для синхронизации записей сейсмического мониторинга в нескольких скважинах;

- использование современного интерфейса USB упрощает выбор компьютера;

- наличие акселерометров, обеспечивающих определение ориентации модулей в наклонных и горизонтальных скважинах, а также магнитометров, обеспечивающих определение ориентации в необсаженных скважинах, позволяющих в некоторых случаях отказаться от

дополнительных операций по определению ориентации модулей при сейсмическом мониторинге;

– возможность аварийного управления прижимным устройством позволяет освободить скважинные модули при наиболее вероятных неисправностях аппаратуры и каротажного кабеля;

– многофункциональное технологическое программное обеспечение, функционирующее в ОС Windows любых версий начиная с XP, позволяющее проводить различные виды работ (ВСП, многопикетный режим непродольного ВСП, сейсмический мониторинг, микросейсмокаротаж (МСК) и др.), а также осуществлять глубокий контроль качества регистрируемых данных (выполнять режекторную и полосовую фильтрацию, вычисление спектров, различные виды суммирования накоплений).



Рис. 1. Внешний вид аппаратуры АСПУ-48-МЦП

Технические характеристики АСПУ-48-МЦП

Габаритные размеры, мм:

скважинного прибора

- диаметр..... 51
- длина, не более1050

ретранслятора

- диаметр..... 51
- длина, не более750

блока управления320 × 237 × 108

Вес, кг:	
– скважинного прибора.....	9
– ретранслятора	5
– блока управления, не более	3
Диаметр исследуемых скважин, мм	76–320
Максимальное усилие на конце рычага прижимного устройства (при длине рычага 220 мм), кг, не менее	80
Время полного раскрытия прижимного устройства, с, не более	40
Количество наземных каналов, включая служебные	8
	(по доп. заказу – 16)
Скорость обмена данными по телеметрической линии связи, кбит/с:	
– с высокоскоростным ретранслятором	512
– без ретранслятора.....	от 48 до 120
Конструкция узла сейсмоприемников	3-компонентная ортогональная
Количество сейсмических каналов в модуле (компоненты: X, Y, Z)	3
Тип применяемых сейсмоприемников.....	SMC1850 OMNI
Рабочая полоса частот (по уровню – 3 дБ) в зависимости от периода дискретизации, Гц:	
– 0,125 мс	3920
– 0,25 мс	1960
– 0,5 мс	980
– 1 мс	490
– 2 мс	245
Коэффициенты усиления предварительного усилителя, дБ.....	0–48 (с шагом 6 дБ)
Инструментальный шум (на эквиваленте датчика сопротивлением 1850 Ом) в зависимости от периода дискретизации T_d и коэффициента усиления (k_y) предварительного усилителя, мкВ, не более:	
– $T_d = 0,5$ мс; $k_y = 64$	0,190
– $T_d = 0,5$ мс; $k_y = 1$	1,300

– $T_d = 1,0 \text{ мс}; k_y = 64$	0,150
– $T_d = 1,0 \text{ мс}; k_y = 1$	0,900
– $T_d = 2,0 \text{ мс}; k_y = 64$	0,100
– $T_d = 2,0 \text{ мс}; k_y = 1$	0,650
Динамический диапазон, дБ:	
– мгновенный, не менее	122
– с учетом всех коэффициентов усиления, не менее	139
Напряжение питания	220 В ± 10%, 50–60 Гц
Напряжение на кабельной головке, В:	
– питание электроники	60–150
– питание прижимных устройств	30 ± 5
Максимальное рабочее давление	
для скважинной части, МПа	100
Рабочая температура окружающей среды, °С:	
<i>для скважинной части:</i>	
максимальная	+125
(для высокоскоростного ретранслятора +85)	
– минимальная	–40
<i>для наземной части:</i>	
– максимальная	+35
– минимальная	+10
Температура хранения и транспортирования, °С:	
– максимальная	+50
– минимальная	–40

Первые производственные работы с этой аппаратурой были проведены в Якутии в апреле 2017 г. Возбуждение упругих сейсмических волн проводилось во взрывных скважинах глубиной 5 м. Наблюдения проводились трехприборной сейсмической скважинной аппаратурой с шагом дискретизации 0,25 мс.

Контроль идентичности сейсморегистрирующих каналов скважинных модулей осуществлялся по записи собственных процессов сейсмоприемников (рис. 2).

Контроль качества регистрируемого сигнала проводился путем оперативной обработки данных с получением монтажей компонент волнового поля на экране компьютера (рис. 3).

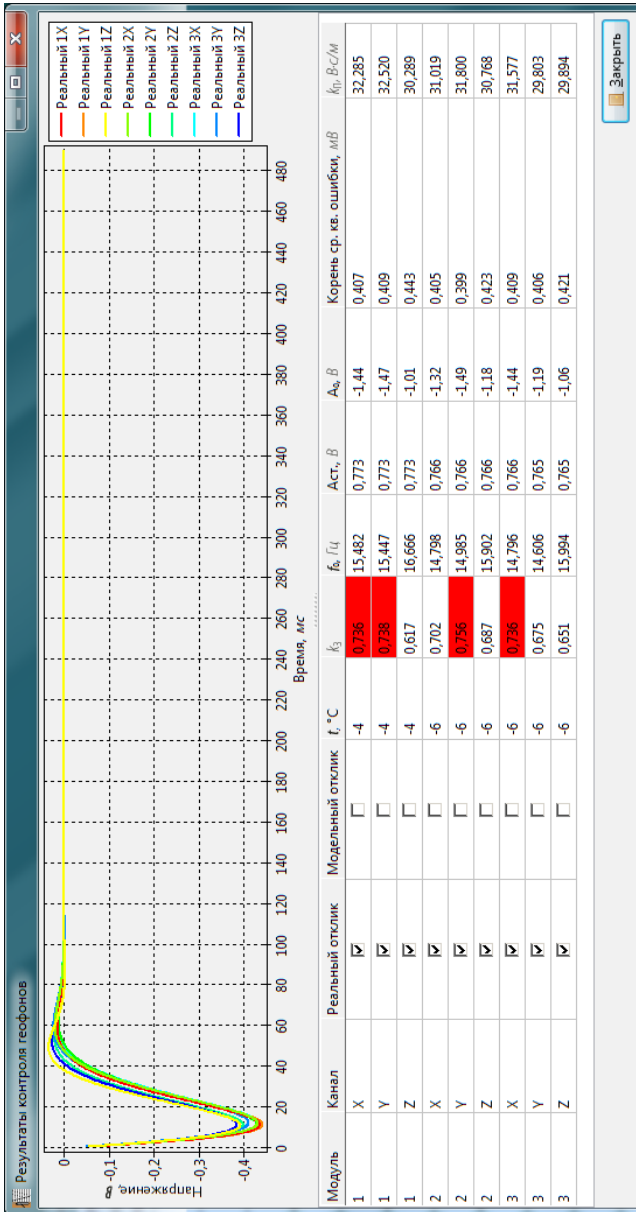


Рис. 2. Пример записи собственных процессов сейсмоприемников

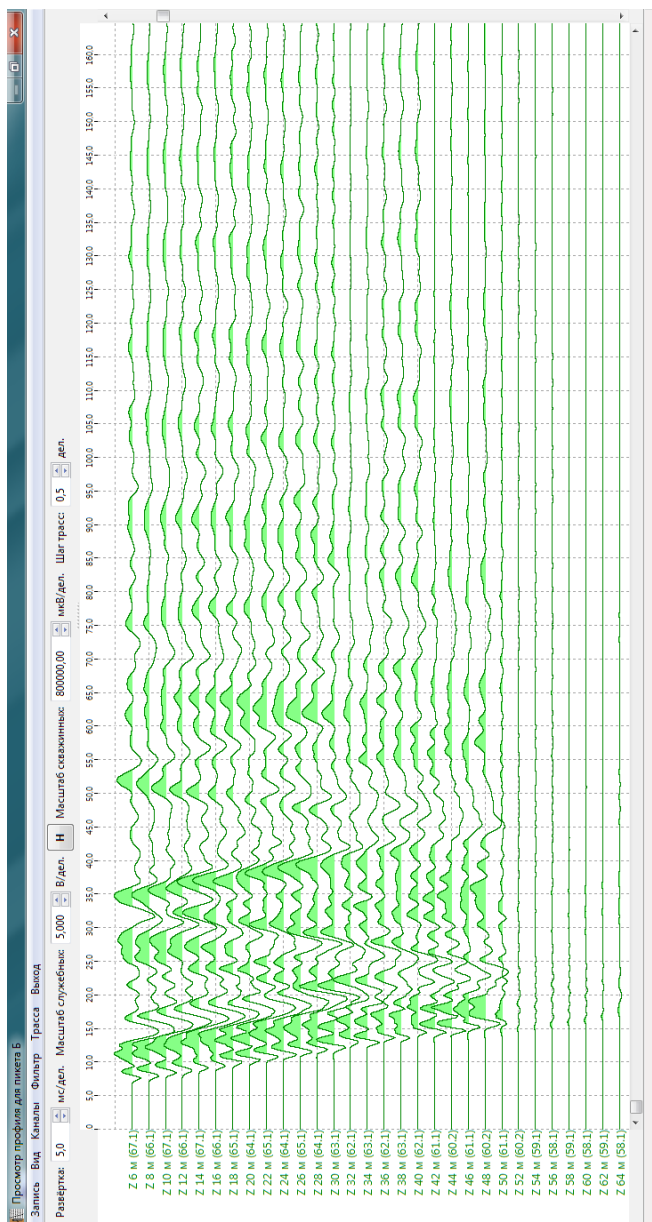


Рис. 3. Пример монтажа компоненты Z волнового поля

На рис. 4 представлены волновые поля компонент X , Y и Z , зарегистрированные в скважине.

Амплитудные спектры записи, рассчитанные по исходным полям ВСП во всем временном интервале регистрации, показывают, что на ближнем пункте взрыва ПВ1 граничная частота спектра доходит до 800 Гц , что свидетельствует о высокой детальности входных данных; на дальнем ПВ2 основная энергия полезного сигнала сосредоточена в основном в диапазоне $30\text{--}350 \text{ Гц}$ (рис. 5, а, б).

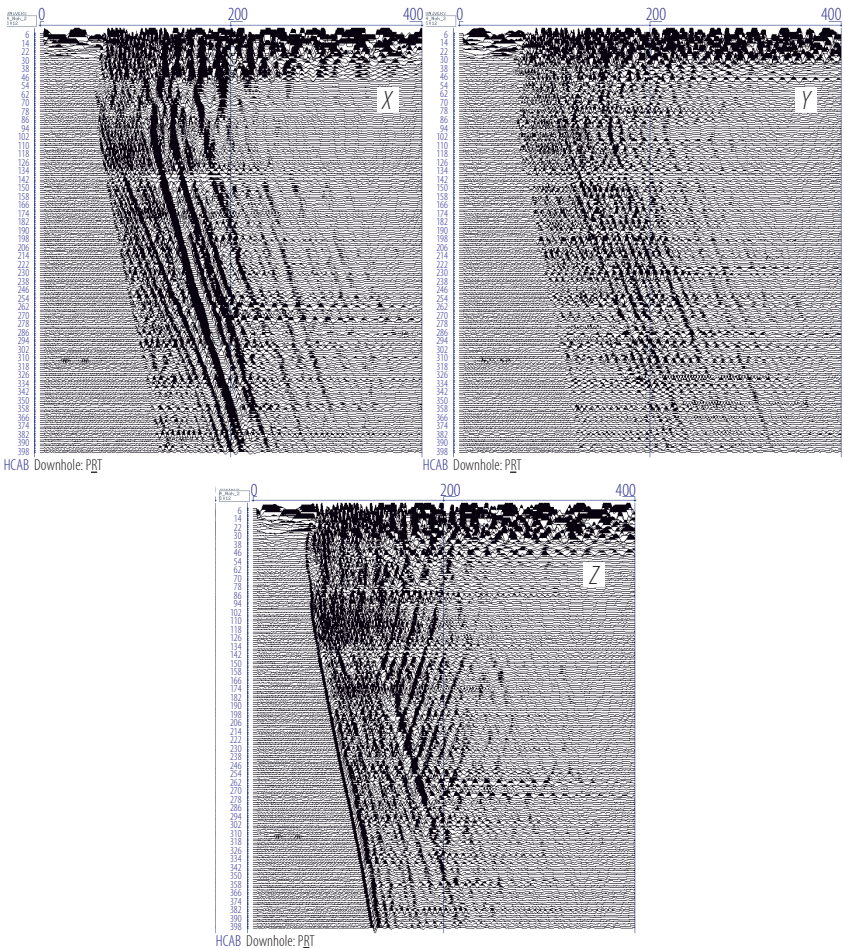


Рис. 4. Волновое поле X , Y , Z

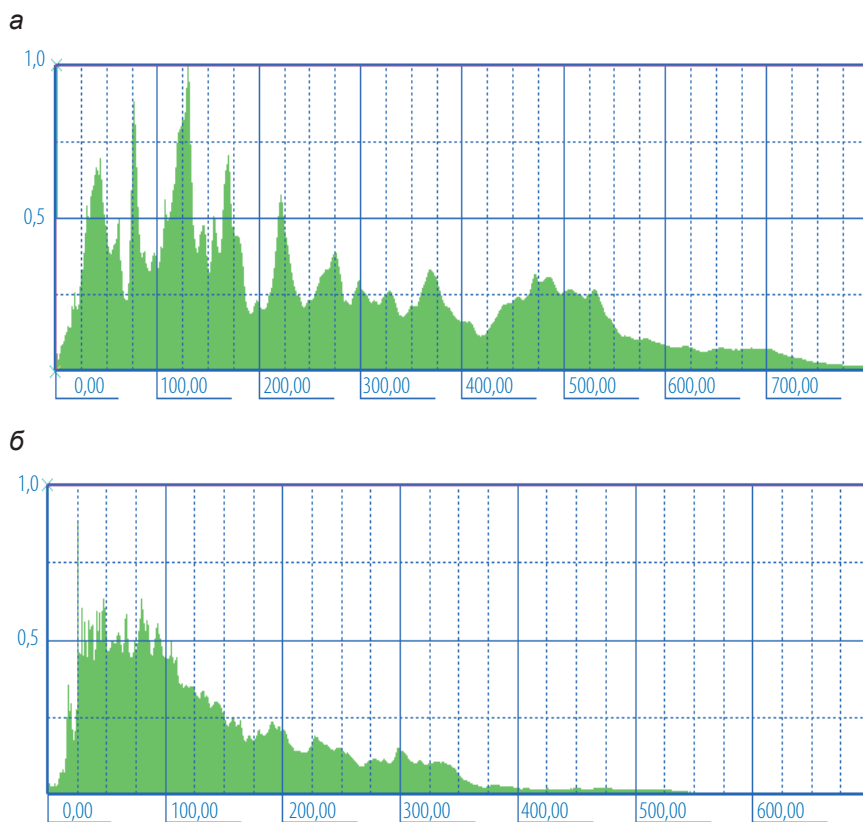


Рис. 5. Спектры исходных полей ВСП (Z-компонента): а – ПВ1; б – ПВ2

Для получения возможности работы в сверхглубоких скважинах был начат процесс по изготовлению термобаростойких многомодульных скважинных приборов, поскольку задачей скважинной сейсморазведки является не только изучение волнового поля, но и выделение межпластовых границ в скважине и определение их пространственного положения. Поэтому возник интерес к возможности использования данных о пространственной ориентации пластов, определенных индукционной наклонометрией.

Метод индукционной пластово-трещинной наклонометрии (ИПТН) активно разрабатывался во ВНИИГИС начиная с 1974 г. и широко применялся на угольных месторождениях Донбасса, Кузбасса и Воркуты до 90-х годов. В 1996 г. по заданию Башгеолкома во ВНИИГИС был разработан макет цифрового варианта индукционного наклонометра ПНИП-1. В дальнейшем отсутствие финансирования и ликвидация угольного направления во ВНИИГИС привело к увольнению основных специалистов. Однако благодаря ЗАО НПФ «СейсмоСервис» и отделу скважинной сейсморазведки АО НПП «ВНИИГИС» в 2000 г. были изготовлены несколько экземпляров комбинированных аналого-цифровых индукционных наклонометров НИПТ-1. Первые возможности комплексирования методов скважинной сейсморазведки и индукционной наклонометрии были реализованы в скв. 68 Юрубченской площади Красноярского края [3] и в Таджикистане. Эта аппаратура использовалась во многих скважинах Оренбургской, Астраханской областей, Пермского края и в Казахстане с целью определения элементов залегания пластов и трещин (углов наклона и азимутов их падения).

Возможность определения структурно-тектонических особенностей нефтегазовых залежей, выявления в них трещинных коллекторов позволяет использовать данные ИПТН и для прогноза гидроразрыва пластов (ГРП).

Так, на одной из скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения по данным ИПТН были выявлены вертикальные и субвертикальные трещины (рис. 6). Известно, что ГРП пойдет преимущественно по естественным вертикальным и субвертикальным трещинам. Однако скважина оказалась обводненной подошвенными водами. Так как пласт уже трещиноват, то ГРП в нем не требуется. В противном случае он полностью обводнится подошвенными водами.

Таким образом, метод ИПТН может успешно использоваться для следующих видов работ:

- выделение вертикально- и субвертикально-трещинных коллекторов в разрезах скважин;
- прогноз наиболее вероятного направления тектонических нарушений;
- выбор пластов для гидроразрыва по естественным вертикальным и субвертикальным трещинам;

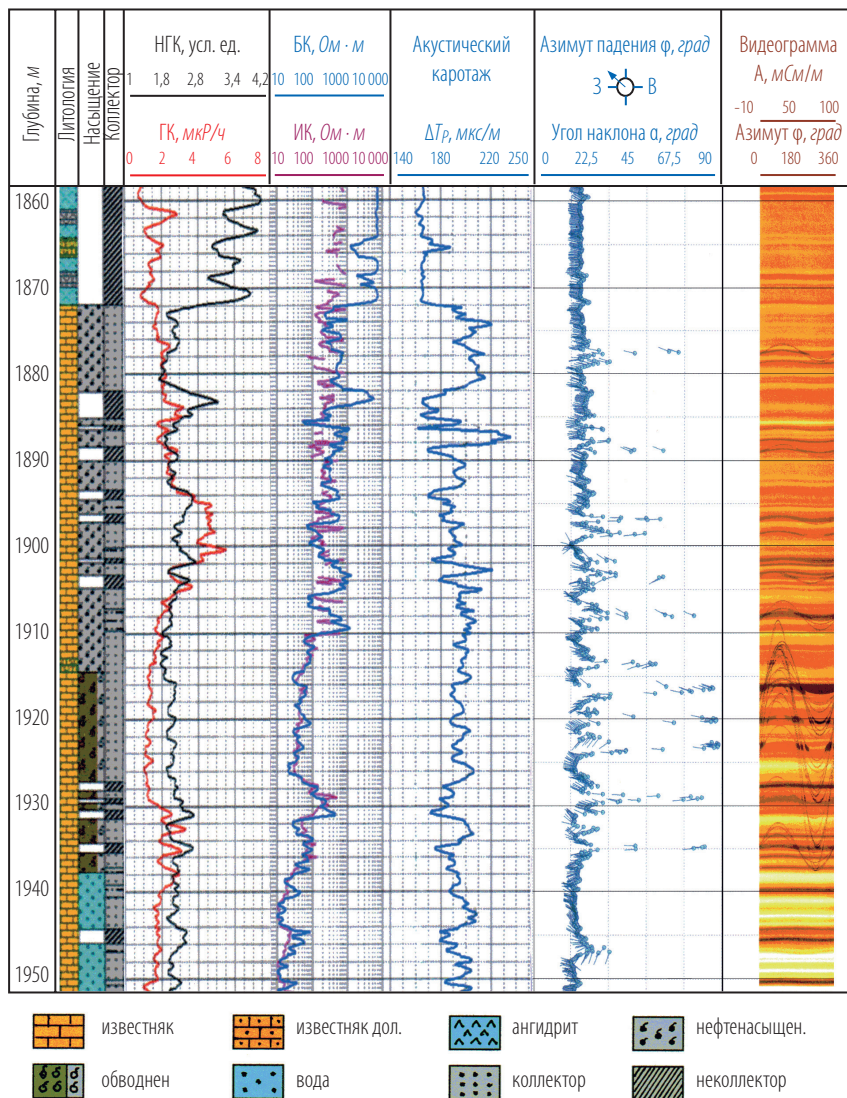


Рис. 6. Пример определения характера обводнения вертикальной трещиноватости Восточного участка Оренбургского газоконденсатного месторождения

– проектирование оптимальной ориентации заложения наклонно-направленных и горизонтальных скважин;

– выявление в продуктивных пластах «язычков» вертикального обводнения и подтягивания водонефтяного контакта (ВНК) и др.

В аппаратуре НИПТ-1 результаты измерений передаются по каротажному кабелю в цифровом виде, но все операции по преобразованию сигналов (фильтрация, формирование квадратурных составляющих, фазочувствительное детектирование, масштабирование и др.) в скважинном приборе производятся в аналоговой форме. В результате появляется чувствительность характеристик к температуре и ограничивается рабочий температурный диапазон.

Развитие элементной базы позволило в 2020 г. создать модификацию аппаратуры индукционной наклонометрии с цифровой обработкой сигналов НИПТ-1Ц. В этой модификации сигналы индукционного зонда оцифровываются непосредственно на радиочастоте и все дальнейшие преобразования выполняются в цифровом виде с помощью высокопроизводительного микроконтроллера. В результате значительно снизилась температурная зависимость параметров и удалось расширить рабочий температурный диапазон. Кроме того, упростилась настройка прибора.

Применение микроконтроллера также позволило измерять и передавать по каротажному кабелю значения диагностических параметров, таких как частоты и амплитуды сигналов генераторов, флаги ошибок, серийный номер прибора, причем с сохранением обратной совместимости с имеющимися наземными средствами регистрации и обработки. Удалось также реализовать цифровое автоматическое управление скоростью вращения электродвигателя привода зонда, что упростило работу оператора на скважине.

На рис. 7 приведены диаграммы кривой А индукционного наклономера, записанные приборами НИПТ-1 и НИПТ-1Ц в одном и том же интервале вблизи максимальной рабочей температуры аппаратуры НИПТ-1. На интервалах низкой электропроводности хорошо видно улучшение стабильности, что упрощает интерпретацию данных.

Аппаратура НИПТ-1Ц с 2021 г. уже активно используется в скважинах Астраханской области. Кроме того, выполняется перевод на новую модификацию всего парка аппаратуры НИПТ-1.

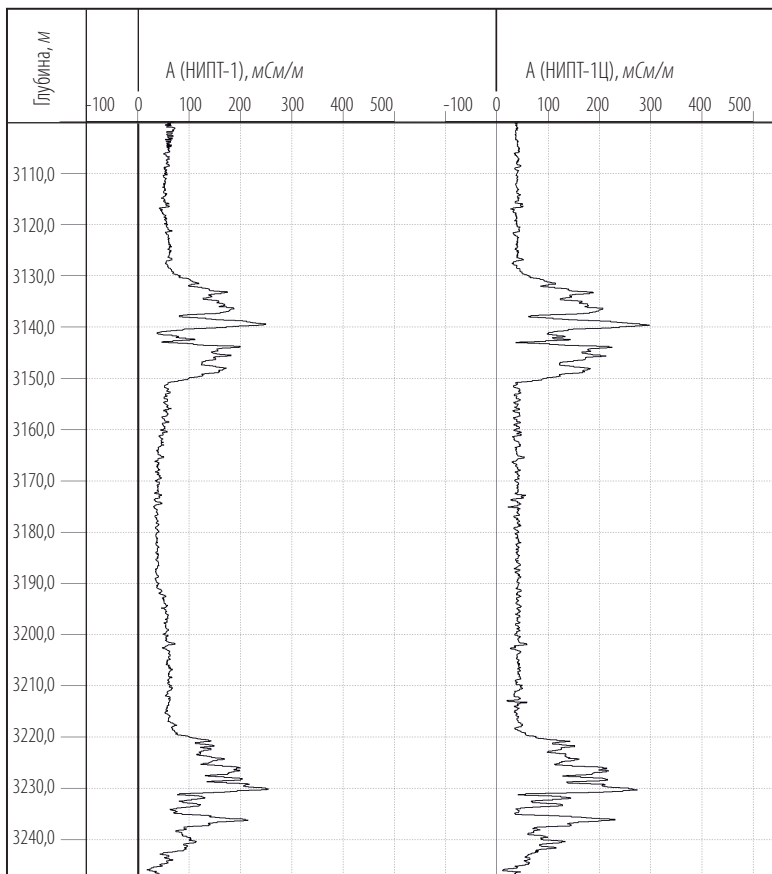


Рис. 7. Кривые, записанные аппаратурой НИПТ-1 (слева) и НИПТ-1Ц (справа) при температуре, близкой к предельной для НИПТ-1

Технические характеристики НИПТ-1Ц

Вычисляемые (расчетные) характеристики и инструментальные погрешности:

- углы наклона пластов, трещин, град (0–90) ± 5
- азимуты падения пластов, трещин, град (0–360) ± 5

Параметры наклономера:

- длина измерительного зонда, *м* 1,0
- скорость вращения (сканирования) зонда, *об/с* 7
- рабочая частота ВЧ-сканирования, *кГц* 225
- напряжение питающей сети, *В* $220 \pm 10\%$
- напряжение питания скважинного прибора, *В* 50–100
- потребляемый ток скважинного прибора, *А* 0,2
- максимальная скорость каротажа, *м/ч* 1000
- максимальное гидростатическое давление, *МПа* 80
- максимальная рабочая температура окружающей среды, °С:
 - для скважинного прибора от +5 до +140
 - для контроллера (интерфейсного блока) от +5 до +45

Габаритные размеры, *мм*:

- для скважинного прибора:
 - длина/диаметр корпуса 4550/66
 - диаметр центраторов 60–300
- для контроллера $190 \times 130 \times 60$

Масса, *кг*, не более:

- скважинного прибора 35
- контроллера 0,7

ЛИТЕРАТУРА

1. Сафиуллин Г. Г., Ахметшин Н. М., Мухутдинов Р. Л. и др. Развитие и внедрение аппаратуры ВСП // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2006. Вып. 7–8 (148–149). С. 217–227.
2. Сафиуллин Г. Г., Ахметшин Н. М., Мамлеев Т. С. и др. Этапы развития аппаратуры и технологии скважинной сейсморазведки во ВНИИГИС // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2016. Вып. 7 (265). С. 52–69.
3. Шехтман Г. А., Кузнецов В. М., Ефимов А. С. и др. Прогноз микро- и макроструктуры околоскважинного пространства в условиях юрубчано-тохомской зоны на основе комплексирования ВСП и пластовой наклонометрии // Технологии сейсморазведки. 2004. № 1. С. 14–18.

Рецензент Ph.D., магистр С. А. Черкашнев (Австралия)