

Этапы развития аппаратуры и технологий скважинной сейсморазведки в АО НПП «ВНИИГИС»

- Сергеев А.С., АО НПП «ВНИИГИС», г. Октябрьский, РБ
- Сафиуллин Г.Г., Ахметшин Н.М., ООО НПФ «СейсмоСетСервис», г. Октябрьский, РБ
- Мамлеев Т.С., Крысов А.А., Даниленко В.Н., к.т.н., АО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский, РБ
- Болгаров А.Г., ООО НПП «ИГИС», г. Октябрьский, РБ
- Черкашнев С.А., к.т.н., ООО «Геоэксперт Сервис», г. Москва

Аннотация. Описывается история создания и развития в АО НПП «ВНИИГИС» аппаратуры и технологий для сейсмических скважинных исследований. Приведены примеры и некоторые результаты их применения.

Ключевые слова: вертикальное сейсмическое профилирование, метод обращенного годографа, мониторинг гидроразрыва пластов, сейсмотомография, аппаратура.

История развития аппаратуры ВСП

Автором аббревиатуры ВСП (Вертикальное Сейсмическое Профилирование) справедливо во всем мире считается Е.И. Гальперин [2]. В настоящее время метод ВСП и скважинная сейсморазведка понимаются как синонимы. В работе Шехтмана Г.А. [12] освещены современная технология метода, а также его модификации.

Практически с момента образования Волго-Уральского филиала (ВУФ) ВНИИГеофизики были начаты работы по разработке технических средств для сейсмических скважинных исследований. Уже в 1959 году под руководством Э.С. Некрасова был разработан сейсмокаротажный 12-ти приборный зонд с частотной модуляцией.

Активное развитие метода ВСП в шестидесятые годы предъявило высокие требования к качеству приема сейсмического волнового поля, для достижения которых требовался надежный прижим сейсмоприемников к стенке скважины. В 1965 году в лаборатории, руководимой Гогоненковым Г.Н., был разработан одноточечный скважинный прибор СППУ-1 диаметром 73 мм, в котором конструктор Куповых П.Н. впервые использовал управляемое электромеханическое прижимное устройство с компенсацией внешнего давления. Такое

конструктивное решение до сих пор применяется в большинстве отечественных и зарубежных сейсмических скважинных приборах.

Следующий разработанный тип аппаратуры СППУ-2 стал первым образцом аналогового трехприборного зонда ВСП с управляемым прижимным устройством. Ее существенные преимущества в сравнении с применяемыми рессорными зондами по чувствительности, помехозащищенности, надежности и безаварийности работ, как в обсаженных, так и необсаженных скважинах, сразу же вызвали к ней повышенный интерес производителей работ ВСП и успешное продвижение этой разработки на производство. В 1969 году ВУФ (в 1972 году переименованный во ВНИИГИС и получивший статус головной организации Мингео СССР) приступил к мелкосерийному производству аппаратуры СППУ-2, и к 1976 году на предприятия геологической отрасли, а также за границу в Шри-Ланка, на Кубу и ГДР было поставлено 40 комплектов такой аппаратуры. Активное участие в развитие этой аппаратуры внесли Сивков Н.Р., Сафиуллин Г.Г., Рябков В.В., Сырцов А.В., Бандов В.П. и др. [8].

Развитие во ВНИИГИС в середине семидесятых годов не только нефтегазового направления, но и рудно-угольного,

привело к созданию параметрического ряда аппаратуры АСПУ различного диаметра с управляемым электромеханическим прижимным устройством для исследования нефтегазовых, угольных, рудных и сверхглубоких скважин.

Модельные и экспериментальные исследования (Бандов В.П., Шарифуллин С.С., Антипин А.Г., Сафиуллин Г.Г., Сырцов А.В., Ахметшин Н.М.) позволили установить оптимальные параметры прижимного устройства и геометрические характеристики скважинного прибора. Были определены наилучшие соотношения величины усилия прижима к массе прибора, существенно влияющие на частотную полосу приемного тракта. Была создана базовая малогабаритная конструкция прижимного устройства, на основе которой был изготовлен новый аналоговый трехкомпонентный прибор АСПУ-3-48 для нефтегазовых скважин, а также трехточечный однокомпонентный вариант аппаратуры АСПУ-3-48М, которые долгое время оставались наиболее популярными на производстве [7]. Внесенные в конструкцию новшества обеспечили прием сейсмических колебаний, минимально искаженных влиянием контактного резонанса в системе "прибор – стенка скважины".

На опытном производстве ВНИИГИС в период с 1979 по 1987 годы было выпущено более 300 комплектов этой аппаратуры, используемой в 39 организациях страны. Выпуск ее и создание ООМЭГИС ускорило производственное внедрение метода ВСП в разных регионах. Отрядами производственных организаций в целом по стране отрабатывалось до 500 скважин в год. Аппаратура поставлялась также в ряд зарубежных стран: Йемен, Эфиопию, Германию, Польшу, Чехословакию и Кубу.

Оригинальной и значительной разработкой явилось и создание миниатюрной

трехприборной однокомпонентной аппаратуры АСПУ-3-36, а также трехкомпонентного прибора АСПУ-ТС1-36 диаметром 36 мм для исследования угольных, рудных и других неглубоких скважин малого диаметра. Десятки комплектов такой аппаратуры использовались при поисковых и разведочных работах во всех угольных бассейнах страны, на медно- и железорудных месторождениях Урала, Сибири и др. регионов, а также в ГДР, Чехословакии, Венгрии, Польше.

Уникальными разработками стали образцы аналоговой термобаростойкой аппаратуры АСТГ для проведения ВСП в Кольской сверхглубокой скважине СГ-3 (Сафиуллин Г.Г., Щукин С.Г.) для работ в скважинах глубиной до 11 километров. В дальнейшем была создана и следующая модификация аппаратуры АСПУ-1-73Т для проведения исследований скважины до глубин 15 километров. Работы с этой аппаратурой на Кольской скважине выполнялись совместно с Ленинградским горным институтом. Исследования, проведенные до глубины 12600 м, до настоящего времени являются своего рода мировым рекордом в технологии ВСП. Методом ВСП с помощью созданной аппаратуры были отработаны также и другие параметрические сверхглубокие скважины страны – Уральская, Донецкая, Астраханская, Тимано-Печорская, Колвинская, Средневиллюйская и др.

В 1987 году в Управлении геофизических работ Мингео СССР была утверждена программа НИОКР «Вертикаль» по созданию и производству многоприборного трехкомпонентного сейсмического зонда с цифровой телеметрической системой передачи данных по кабелю. В данной разработке, как и в зарубежных аналогах того времени, предусматривалась оцифровка сигналов в скважинном зонде с помощью общего аналого-

цифрового преобразователя (АЦП) с многоканальным мультиплексором на входе. С упразднением в 1991 году Мингео СССР, финансирование данной программы было прекращено.

В стране начался период создания акционерных фирм и компаний. В конце 1991г. при участии ВНИИГИС и его специалистов были созданы ЗАО НПФ "СейсмоСетСервис" и ЗАО НПФ "ГИТАС", в рамках которых в 1992 г. была начата разработка принципиально новой цифровой сейсмической скважинной аппаратуры модульного типа. Первым заказчиком такой аппаратуры стала российско-американская компания MD-SEIS (впоследствии – компания "ПетроАльянс"). Несмотря на тяжелую экономическую ситуацию, новая аппаратура была разработана всего за год и в 1993 г. прошла успешные промышленные испытания. К 1994 г. в компанию MD-SEIS было передано 5 восьмимодульных комплектов аппаратуры, которые можно было также объединять в 16-уровневые скважинные зонды.

Этой разработкой в России фактически было положено начало новому поколению цифровой многомодульной сейсмической аппаратуры АМЦ-ВСП [3-6], получившей признание в стране и за рубежом и оказавшей влияние на дальнейшую эволюцию аппаратуры ВСП. В основу аппаратуры АМЦ-ВСП вошли усовершенствованная механика скважинных приборов АСПУ (ЗАО НПФ "СейсмоСетСервис") и новая на тот момент идеология сбора и передачи цифровой информации и подходов к построению скважинной аппаратуры (ЗАО НПФ "ГИТАС").

Особенностью данной идеологии является применение децентрализованной мультиплексно-модульной схемы построения скважинного зонда. Каждый прижимной прибор зонда с трехкомпо-

нентными сейсмоприемниками стал конструктивно самостоятельным модулем, имеющим все необходимые аналого-цифровые узлы и телеметрический контроллер. Информационный обмен между наземным компьютером и скважинными модулями происходит в режиме "Запрос - Ответ" с использованием групповой и индивидуальной адресации. Инициация начала измерения производится групповой адресацией, при этом аналого-цифровое преобразование сигналов и предварительная буферизация данных производится внутри каждого скважинного приемного модуля. Передача данных из скважинных модулей происходит по запросам наземного компьютера в паузах между возбуждениями сейсмического источника. Индивидуальная адресация используется также для тестирования и настройки скважинных модулей на требуемый режим работы. Такая идеология построения скважинной сейсморазведочной аппаратуры позволила добиться следующих преимуществ:

- появилась возможность конфигурировать скважинный зонд из произвольного числа приемных модулей в зонде, исходя из задач и технологии проведения работ;
- пропускная способность кабеля перестала быть ограничивающим фактором для количества измерительных каналов, что предоставило возможность работы с любым типом каротажного кабеля, включая одножильный;
- аналого-цифровое преобразование сигналов непосредственно вблизи каждого сейсмоприемника с буферизацией данных (без передачи по кабелю мощных импульсов во время измерения) позволило добиться сверхнизкого уровня электронных шумов (ниже теплового шума катушки сейсмоприемника), что позволяет регистрировать очень слабые

сейсмические сигналы и использовать невзрывные сейсмические источники с невысокой энергией;

- отсутствует необходимость проведения повторных измерений в случае сбоя при передаче измеренных данных – достаточно лишь перезапросить данные из буферной памяти скважинного приемного модуля;

- скважинные приемные модули становятся интеллектуальными программно-управляемыми периферийными устройствами наземного компьютера, что позволяет расширить их функциональные и метрологические возможности за счет введения дополнительных рабочих и тестовых режимов;

- появилась возможность контролировать и учитывать изменение индивидуальных характеристик каждого сейсмоприемника непосредственно в реальных скважинных условиях за счет применения в каждом модуле программно-управляемого калибратора, что существенно повысило качество трехкомпонентных измерений;

- открытость мультиплексно-модульной схемы, использующей протокол обмена "Запрос - Ответ", позволяет при необходимости наращивать комплекс дополнительными геофизическими и технологическими модулями, например, модулем гамма-каротажа, локатором муфт, модулем пространственной привязки и др.

Активное участие в создании и развитии этой аппаратуры принимали Мамлеев Т.С., Крысов А.А., Дмитриев В.В., Замалетдинов М.А., Даниленко В.Н., Сафиуллин Г.Г., Щукин С.А., Ахметшин Н.М., Бандов В.П., и др. [3-6].

Интенсивная производственная эксплуатация аппаратуры АМЦ-ВСП предприятиями АО НПП «ВНИИГИС», "СейсмоСетСервис" и "ГИТАС" началась с 1993 г. Первыми заказчиками работ

стали такие крупные западные и отечественные компании, как CONOCO, EXXON, ЛУКОЙЛ, ГАЗПРОМ и др., которые сразу отметили высокое качество данных, получаемых этой аппаратурой.

В 1995 году компания Schlumberger пригласила АО НПП «ВНИИГИС» на сравнительные испытания аппаратуры АМЦ-ВСП с разработанной в японском отделении SKK аппаратурой ASI (Array Seismic Imager), считавшейся на том момент по своим характеристикам лучшей в мире. Аппаратура ASI содержит в скважинном зонде до пяти аналоговых трехкомпонентных приборов, сигналы с которых оцифровываются одним общим АЦП, расположенном в верхнем электронном картридже. Испытания показали, что наряду с функциональными преимуществами, приведенными выше, аппаратура АМЦ-ВСП за счет сверхнизкого уровня электронных шумов имеет соотношение сигнал/шум на два порядка (!) выше, чем в аппаратуре ASI. После испытаний компания Schlumberger заключила контракт с АО НПП «ВНИИГИС» на изготовление двух 8-модульных комплектов аппаратуры АМЦ-ВСП, которые в дальнейшем под аббревиатурой MSAT (Modular Seismic Array Tool) активно использовались компанией при выполнении производственных работ в различных регионах мира. В настоящее время Schlumberger имеет собственную аппаратуру под названием VSI (Versatile Seismic Imager) со схожей идеологией построения электронной части.

Цифровая аппаратура для скважинной сейсморазведки АМЦ-ВСП очень быстро нашла спрос на отечественном и международном геофизическом рынке и в короткие сроки практически вытеснила аналоговые зонды. К настоящему времени производственным предприятиям страны и за рубежом было поставлено более 60 комплектов различных модифи-

каций и конфигураций такой аппаратуры.

География работ с аппаратурой АМЦ-ВСП только собственными силами включает практически всю территорию России, ближнее и дальнее зарубежье: Казахстан, Узбекистан, Перу, Францию, Австралию, Португалию, Ирландию, страны Ближнего Востока.

Технические характеристики аппаратуры АМЦ-ВСП

Технические характеристики последней модификации аппаратуры приведены в таблице 1, внешний вид – на рис. 1.

▼ Табл. 1. Технические характеристики аппаратуры АМЦ-ВСП.

Наименование параметра	Значение
Число приемных модулей в зонде	до 31
Конструкция узла сейсмоприемников	трехкомпонентная ортогональная
Тип применяемых сейсмоприемников	OMNI 15 Hz 1850 / 2400 Ohm *
Шаг дискретизации сигналов, мс	0,25 / 0,5 / 1,0 / 2,0
Разрядность аналого-цифрового преобразования	32
Инструментальный шум (1 мс), суммарный, мкВ	0,1
Габаритные размеры приемного модуля, мм	
- длина с электромеханическим/электромагнитным прижимом	1100 / 920
- диаметр, номинально (не более)	48 (51)
Вес приемного модуля, кг	10 / 8
Расстояние между приемными модулями в сборе с кабельными соединителями, м	10 / 20 / по требованию заказчика**
Максимальное гидростатическое давление, МПа	85 / 100 / 125 **
Максимальная температура эксплуатации, °С	120 / 150 / 175 / 200 **
Тип геофизического кабеля	Бронированный кабель с любым количеством жил, включая одножильный

*- Всенаправленные геофоны компании Geospace Technologies Corporation. По требованию заказчика возможно группирование геофонов, а также применение иных сейсмоприемников.

** - Варианты исполнения

▼ Рис. 1. Внешний вид приемного модуля и наземного оборудования аппаратуры АМЦ-ВСП.



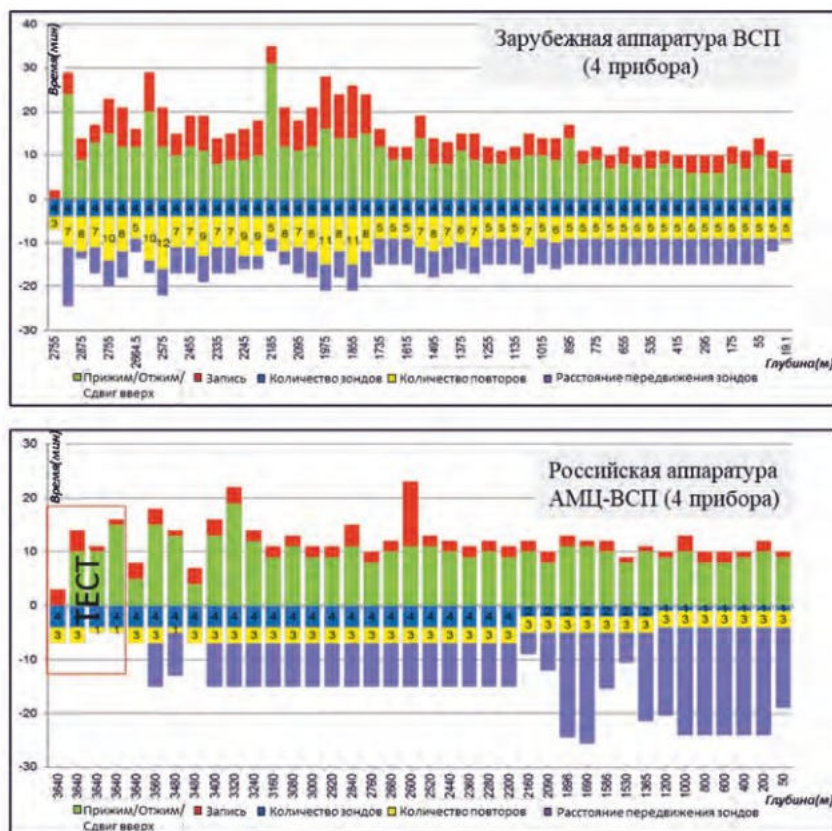


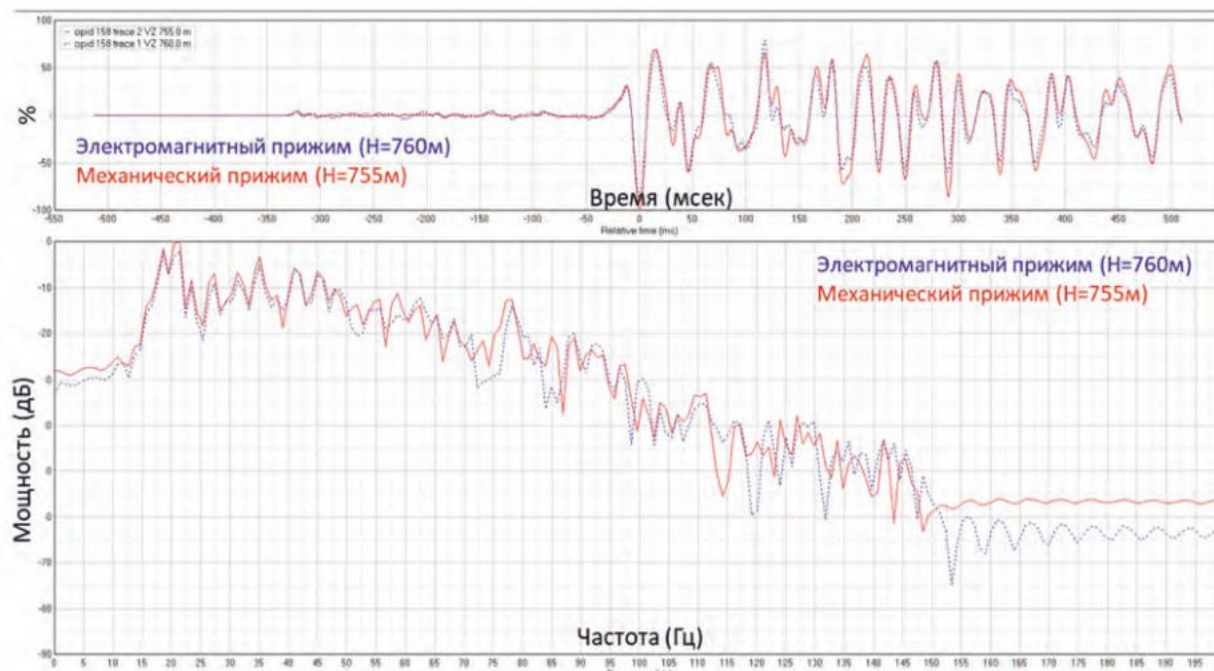
Рис. 2. Сравнительный анализ эффективности полевых работ аппаратурой АМЦ-ВСП и зарубежным комплексом ВСП с четырьмя скважинными приборами и с наземным вибрационным источником. Наибольшее время до 10 минут уходит на прижим/отжим и перемещение приборов (выделено зеленым цветом). Регистрация и передача данных занимает 1-2 минуты (красный цвет).

логические показатели скважинных приемных модулей, управляет технологическими операциями подготовки и проведения сбора данных, осуществляет препроцессинг, контроль качества и визуализацию данных, переформатирование исходных данных в стандартные форматы, а также автоматизирует формирование полевого рапорта оператора.

Аппаратура достаточно компактна и может перевозиться любым видом транспорта, включая общегражданский авиационный, что обеспечивает мобильность полевого отряда.

На рис. 2 показан сравнительный анализ эффективности проведения полевых работ аппаратурой АМЦ-ВСП и зарубежным комплексом ВСП с четырьмя скважинными приборами с вибрационным источником. Оценивались время на выполнение операции по одной стоянке приборов, включая: прижим/отжим, перемещение приборов, передача данные на поверхность и повторные записи и так по всему стволу скважины. В

обоих аппаратурных комплексах получены примерно одинаковые показатели времени проведения полевых работ. Интересно, что наибольшее время (около 10 мин) уходит на прижим/отжим и перемещение приборов на следующую стоянку. Регистрация и передача данных занимает всего 1-2 минуты. Общее время полевых работ Ближнего пункта ВСП может занимать 8-10 часов для 3-х км скважины, что является временем простоя буровой. Для минимизации простоя буровой и повышения эффективности полевых работ была разработана модификация АМЦ-ВСП с электромагнитным прижимом для обсаженных скважин. Время прижима/отжима занимает 0.5 сек и перемещение четырех приборов около 1 минуты вместо 10 минут, как у зондов с механическим прижимом. Было выполнено сравнение качества волновых полей, полученных с механическим и электромагнитным прижимом, проведен анализ АЧХ, рассчитано отношение сигнал-шум и выполнен поляризацион-



▲ Рис. 3. Сравнение волновых полей, полученных с механическим и электромагнитным прижимом на вертикальной Z-компоненте (верх) и АЧХ (низ).

ный анализ (рис. 3). Выводы по результатам сравнения показали, что АЧХ у прибора с электромагнитным и с механическим прижимами очень похожи и не обнаружено резонансных или шумовых частот. По Z-оси RMS амплитуды с электромагнитным прижимом меньше на 1дБ и для X-комп на 1 - 5 дБ. Результаты сравнения данных с электромагнитным прижимом и традиционным механическим положительные.

Стоит сказать о новой коммерческой модификации аппаратуры АМЦ-ВСП разработанной в 2022 г. Аппаратура

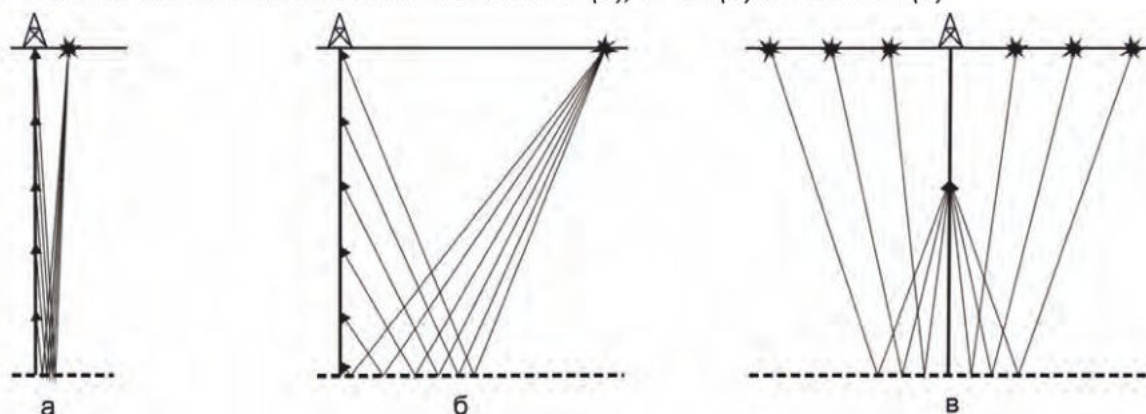
включает два сейсмоприёмника на каждую Z-, X-, Y-компоненту для увеличения отношения сигнал-шум.

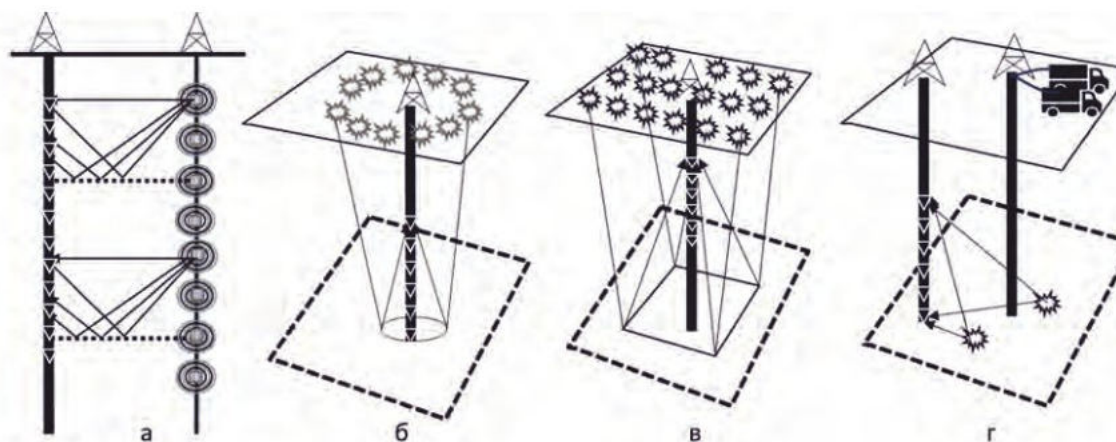
Методики работ ВСП

АО НПП «ВНИИГИС» (совместно с "СейсмоСетСервис" и "ГИТАС"), реализуя возможности аппаратуры АМЦ-ВСП, применяет ее для следующих традиционных и новых методов и технологий скважинных сейсморазведочных работ:

- продольное и непродольное вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП, НВСП) [2,12];

▼ Рис. 4. Схемы систем наблюдений Ближний ПВ (а), НВСП (б) и МОГ-ВСП (в)





▲ Рис. 5. Межскважинное просвечивание (а), Круговое ВСП (б), 3D-ВСП (в) и скважинный микросейсмический мониторинг - МСМ (г).

- метод обращенного годографа МОГ-ВСП (уровенное ВСП или Walkaway VSP) [10] и его площадная модификация 3D-ВСП [9];

- микросейсмический мониторинг гидроразрыва пластов [1];

- межскважинная сейсмотомография.

На рис. 4 показаны схемы систем наблюдения при проведении ВСП, НВСП и МОГ-ВСП.

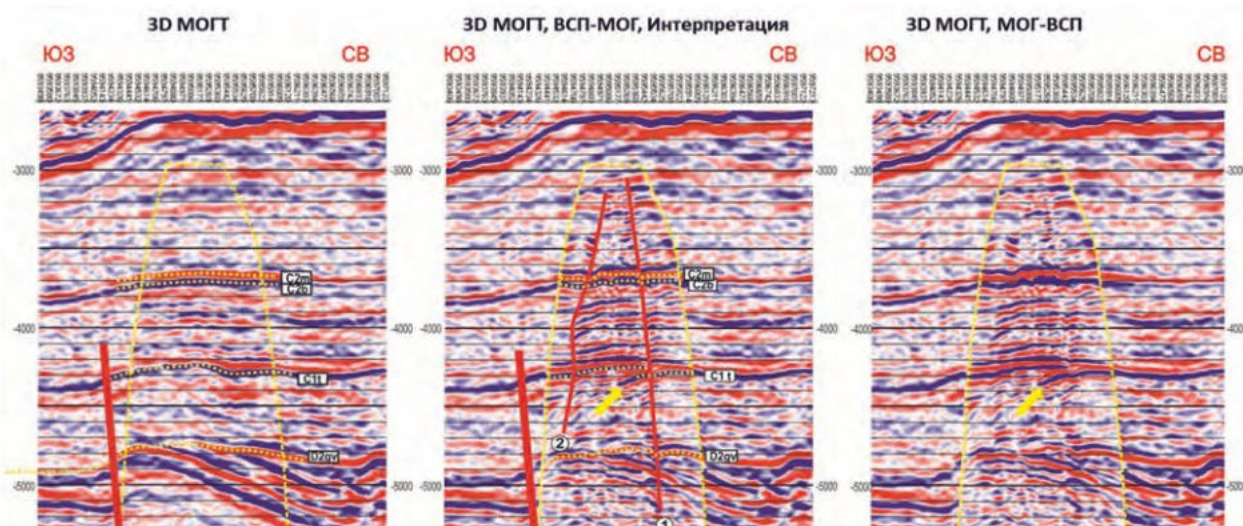
На рис. 5 показаны схемы систем наблюдения при проведении межскважинного просвечивания, кругового ВСП, 3D ВСП и скважинного микросейсмического мониторинга.

Методы ВСП и НВСП в России получили большое развитие и уже стали традиционными. В АО НПП «ВНИИГИС» значительная роль в их внедрении и совершенствовании принадлежит также Ленскому В.А. [3].

Методы МОГ-ВСП и 3D-ВСП были известны и начинали опробоваться в однокомпонентном варианте еще в 1970-е годы. Активно использоваться в России они начали лишь в последние годы с развитием цифровых многоканальных измерительных систем. В практической реализации эти технологии требуют применения многоточечных трехкомпонентных зондов, поэтому именно ВНИИГИС, "СейсмоСетСервис" и

"ГИТАС" явились первыми предприятиями в России, способными проводить работы по этим технологиям. Первые работы по технологии 3D-ВСП с цифровым 12-точечным трехкомпонентным зондом были выполнены еще в 1994 г. в г. Урай совместно с компанией "MD-SEIS". В 2011 г. проведены работы по технологии МОГ-ВСП 12-точечным зондом на месторождении «Русское» для компании "ТНК-ВР". В 2012 г. проведены работы МОГ-ВСП 8-точечным зондом на двух скважинах Чинаревской пл. (Казахстан) для компании "Жаикмунай". В 2014 г. по технологии МОГ-ВСП 12-точечным зондом исследована скважина на Авиловском месторождении для СП "Волгодеминойл". В 2014 г. проведены работы МОГ-ВСП 16-точечным зондом в Красноярском крае для ОАО "Востсибнефтегаз". В 2015 г. технология МОГ-ВСП с 16-точечным зондом впервые была применена для исследования подземного хранилища газа (Беднодемьяновское ПХГ, заказчик ПАО "ГАЗПРОМ").

В методе МОГ-ВСП положение многоточечного зонда в скважине фиксировано, а источник возбуждения перемещают вдоль горизонтальных профилей, пересекающих устье скважины (рис. 4 в). Метод МОГ-ВСП фактически является



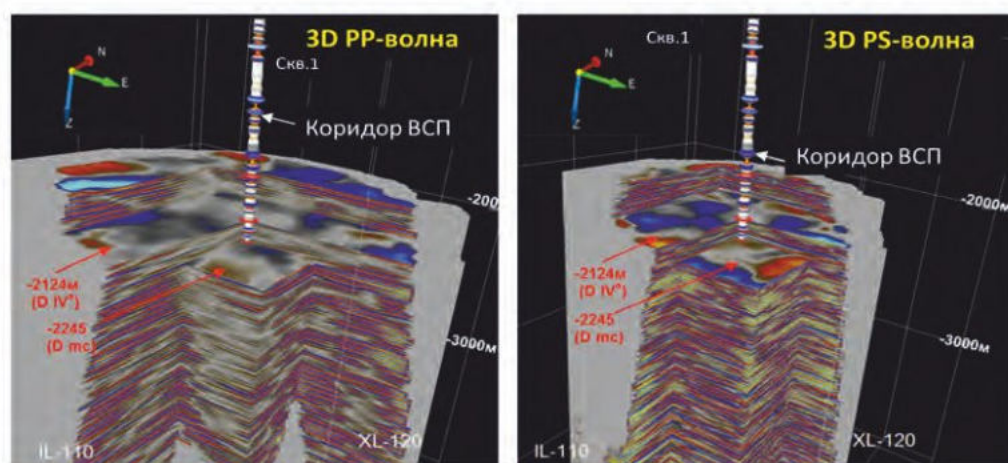
▲ Рис. 6. Пример сопоставления 3D МОГТ (слева), миграции МОГ-ВСП до (справа) и после (середина) интерпретации. Более разрешенные результаты миграции ВСП-МОГ позволили определить положение палеорула (желтая стрелка) и разломы (красные линии), не видимые на 3D МОГТ, и обосновать переобработку.

альтернативой НВСП при исследованиях геологического разреза на значительных удалениях от скважины и по сравнению с ним имеет следующие преимущества [10]:

- равномерное освещение целевых горизонтов по полям отраженных Рр и Рs волн;
- отсутствие зоны тени ниже приемников на забое;
- исключение влияния за кривизну скважины;
- возможность расчета параметров анизотропии, поглощения Q_p , Q_s и построения калиброванных скоростных моделей для моделирования и обработки поверхностной сейсмике;
- калибровка Рр и Рs отражений по методике AVO МОГ-ВСП;
- надежная калибровка геологической модели и выделение разломов;
- более высокое соотношение сигнал-шум и кратность (из-за увеличения количества приборов) по сравнению с данными НВСП;
- сокращение времени при проведении полевых работ.

На рис. 6 представлен пример сопоставления сейсмического разреза и миграций МОГ-ВСП Рр- и Рs-волн. Мигрированные разрезы МОГ-ВСП характеризуются повышенной разрешающей способностью волнового поля и демонстрируют более сложную, дифференцированную картину по сравнению с наземной сейсмикой. Результаты миграции ВСП-МОГ позволили определить положение палеорула (желтая стрелка) и разломы (красные линии), не видимые на 3D МОГТ, и обосновать переобработку данных 3D МОГТ [10].

Перспективным методом является Круговое ВСП, которое обычно используется для изучения анизотропии и анализа расщепления поперечных волн в условиях трещиноватых коллекторов [11, 13-17]. Исследование методом Кругового ВСП проводилось с использованием высокочувствительного трехкомпонентного 32-разрядного 16-ти модульного цифрового оборудования АМЦ-ВСП «ГИТАС» для ПАО Газпром в 2020 г. Результаты миграций Рр-, Рs-волн Кругового ВСП продемонстрировали заметное улучшение сейсмической разрешенности в пределах ограниченной



▲ Рис. 7. Результаты миграций Pp-, Ps-волн Кругового ВСП продемонстрировали заметное улучшение сейсмической разрешенности в пределах ограниченной площади (200-250 м от устья скважины).

площади (200-250 м от устья скважины) и позволили обнаружить структурную неоднородность, идущую через все целевые горизонты, которая не была видна другими сейсмическими методами (Рис. 7). Ценное преимущество Кругового ВСП – это возможность получить 3D результаты миграции продольных и обменных поперечных волн (время, глубина) после обработки двухмерных данных ВСП.

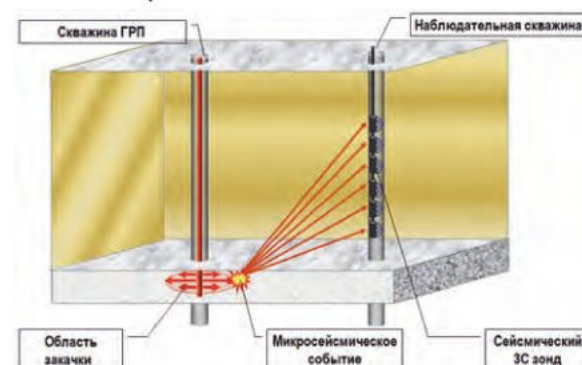
Результаты Кругового ВСП можно использовать для:

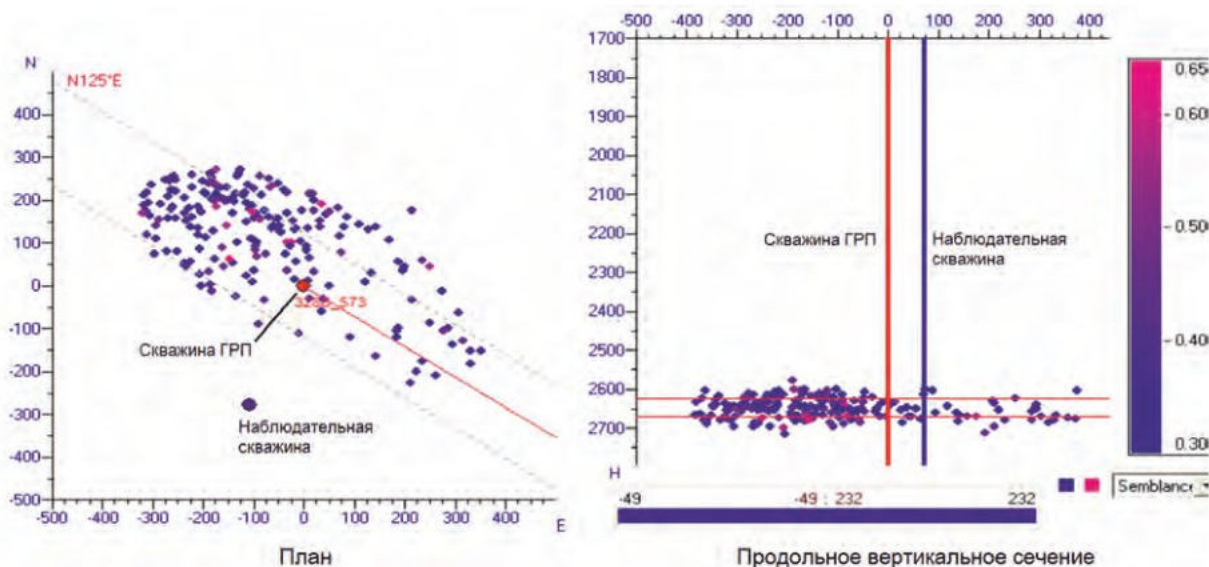
- Оценки НТИ анизотропии, вызванной трещиноватостью и стрессом;
- 3D миграции Pp-, Ps-волн с более высокой разрешенностью, чем у 3D МОГТ;
- Оценки затухания (Q-фактор);
- Оценки и калибровки атрибутов 3D AVO;
- Интеграции с данными каротажа и результатами интерпретации 2D/3D сейсмоки;
- Определения стратиграфических и структурных особенностей, местоположения трещин, низкоамплитудных разломов;
- Уточнения геолого-технологической модели хранения газа и месторождений;
- Оптимизации бурения боковых стволов;

- 4D ВСП (до и после гидроразрыва пласта и мониторинга закачки газа).

Несмотря на то, что в аппаратуре АМЦ-ВСП измерения производятся не в непрерывном режиме, а с паузами, необходимыми для передачи данных, аппаратура с успехом нашла применение и в технологии мониторинга гидроразрыва пластов. Причем преимущество АМЦ-ВСП в регистрации слабых сигналов проявилось благодаря сверхмалому уровню собственных электронных шумов именно из-за отсутствия прямой передачи данных. При этом, используя так называемый "кусочно-непрерывный" режим измерения, и частично теряя в статистике времени регистрации, аппаратура принципиально выигрывает в общей статистике регистрации микросейсмических событий.

▼ Рис. 8. Схема наблюдения при проведении мониторинга ГРП.





▲ Рис. 9. Результат обнаружения микросейсмических событий при ГРП.

Совместно с АО "ЦГЭ" (Александров С.И.) АО НПП «ВНИИГИС» принял участие в работах по мониторингу гидроразрыва пластов в двух скважинах Мало-Балыкского месторождения (ОАО НК "Роснефть") и в пяти скважинах месторождения Узень АО "РД "КазМунайГаз" (Республика Казахстан) [1]. На рис. 8 показана схема наблюдений при ГРП, а на рис. 9 – результат обнаружения микросейсмических событий при основном ГРП на примере скважины Мало-Балыкского месторождения. Для проведения работ использовался восьмимодульный зонд АМЦ-ВСП. Опыт показал, что даже в условиях Западной Сибири с пониженной плотностью пород и большим затуханием сейсмических сигналов, аппаратура АМЦ-ВСП, благодаря сверхмалому уровню собственных шумов, позволяет уверенно проводить мониторинг при удалении наблюдательной скважины от объекта ГРП до 1 км. При этом в качестве наблюдательной можно использовать скважины старого фонда или временно выведенные из эксплуатации.

Один из относительно новых методов, которому уделяется большое внимание в АО НПП «ВНИИГИС» (совместно с ООО

НПП «ИГИС», руководитель – Болгаров А.Г.) – метод скважинного просвечивания или сейсмотомографии. Метод основан на изучении упругих характеристик горных пород в пространстве между скважинами и их связи с физическими характеристиками среды путем сейсмического просвечивания. Схема системы наблюдения по данному методу приведена на рис. 5 (г).

Метод межскважинной сейсмотомографии в настоящее время признан одним из ведущих методов в инженерной геофизике и широко применяется при инженерно-геологических изысканиях на различных объектах промышленного и гражданского строительства, как за рубежом, так и в России. Положительный опыт в инженерно-геологических исследованиях явился предпосылкой возможности применения метода для детального изучения нефтегазовых месторождений, особенно на поздней стадии их разработки. Большие перспективы применения метода межскважинной и наземной (по преломленным, рефрагированным волнам) сейсмической томографии увязываются с изучением строения месторождений битумов, контроля добычи битумов.

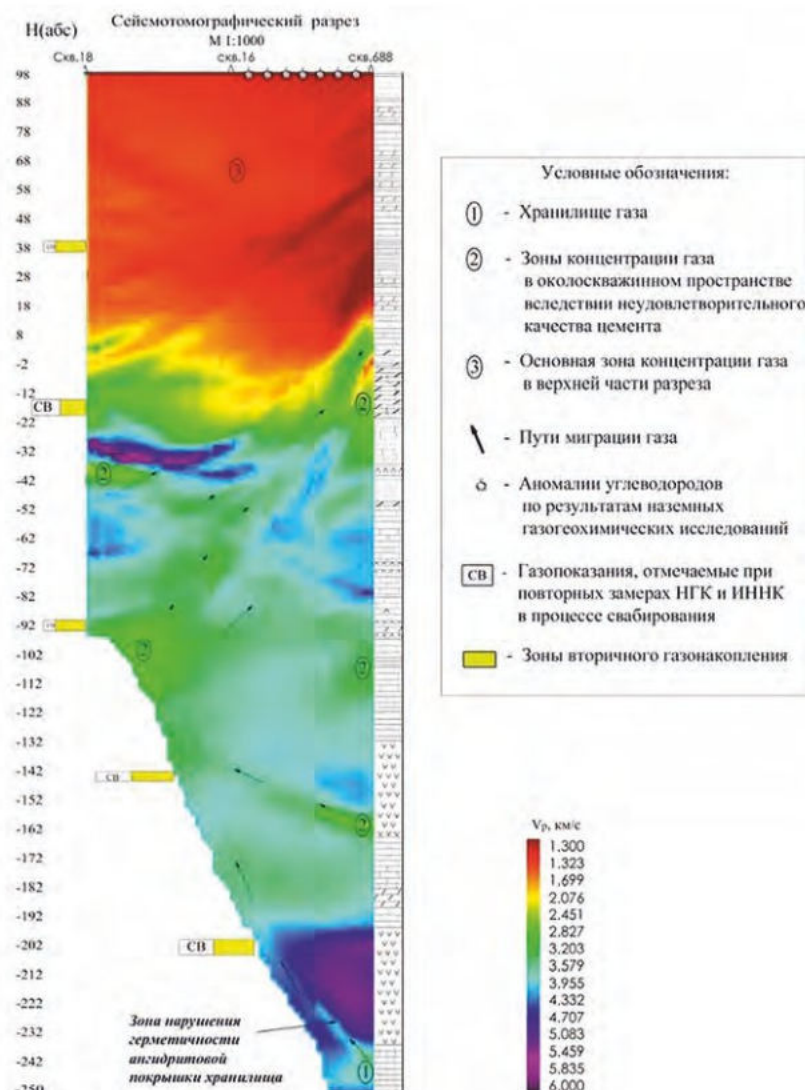


Рис. 10. Определение причин утечки газа из ПХГ, путей миграции его и аккумуляции в массиве.

Метод опробован и применялся для экологического изучения ряда подземных хранилищ газа, где по значениям скоростей продольных волн определялись пути миграции газа и места его концентрации в межскважинном пространстве. Один из таких примеров показан на рис. 10. Для проведения этих работ использовалась модификация аппаратуры АМЦ-ВСП с шагом дискретизации 0,125 мс и частотами регистрации до 2000 Гц.

Заключение

В заключении необходимо отметить, что в новом поколении российской цифровой многомодульной сейсмической аппаратуры АМЦ-ВСП (г. Окт-

ябрьский, Россия) применяется титановый корпус (для химически активных сред), 32-х разрядный аналого-цифровой преобразователь, реализован сверхнизкий уровень электронных шумов, скорость передачи увеличена в 8 раз, применяются механический и электромагнитный прижимы, два датчика на каждую компоненту и другие усовершенствования, которые позволяют выполнять качественные скважинные сейсмические измерения при давлении до 125 МПа и температуре до 200°C. Каждый малогабаритный скважинный приемный модуль с трехкомпонентными сейсμοприемниками является конструктивно самостоятельным элементом, из которых можно собрать многомодульный

зонд произвольной конфигурации, соединенный также с модулем гамма-каротажа для дополнительного контроля глубины.

Аппаратура АМЦ-ВСП работает под управлением нового технологического программного обеспечения, которое осуществляет взаимодействие всех частей аппаратуры, контролирует исправное функционирование скважинных приемных модулей, учитывает индивидуальные метрологические показатели сейсмоприемников в реальных скважинных условиях, управляет технологическими операциями подготовки и проведения сбора данных, осуществляет препроцессинг, контроль качества и визуализацию данных, реформатирование исходных данных в стандартные форматы, а также автоматизирует формирование полевого рапорта оператора.

Аппаратура достаточно компактна и может перевозиться любым видом транспорта, что обеспечивает мобильность полевого отряда для проведения работ в любом регионе мира.

Литература

1. Александров С.И., Гогоненков Г.Н., Пасынков А.Г. Пассивный сейсмический мониторинг для контроля геометрических параметров гидроразрыва пласта. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С.51-53.
2. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. – М.: Недра, 1971, 264 с.
3. Ленский В.А., Мамлеев Т.С., Даниленко В.Н. Скважинная сейсморазведка. – М.: ВНИИгеоинформсистем, 2012. – 312 с.
4. Мамлеев Т.С., Бандов В.П., Сафиуллин Г.Г., Дмитриев В.В., Даниленко В.Н., Ленский В.А., Ахметшин Н.М. Современная идеология аппаратуры для ВСП и результаты ее практического применения. // Международная геофизическая конференция и выставка EAGE, г. Москва, 15-18 сентября 1997: Сб. тезисов. – М., 1997. – С.2.7.
5. Мамлеев Т.С., Ленский В.А. Новые технологические приемы скважинной сейсморазведки с использованием аппаратуры АМЦ-ВСП-3-48. // Новые высокие информационные технологии для нефтегазовой промышленности: Тез. докл. Междунар. симп., Уфа, 8-11 июня 1999 г. – Уфа: АО НПФ "Геофизика", 1999. – С.92-93.
6. Мамлеев Т.С., Сафиуллин Г.Г., Даниленко В.Н., Ахметшин Н.М., Дмитриев В.А., Замалетдинов М.А. Аппаратура АМЦ-ВСП-3-48 и опыт ее промышленного применения. // НТВ "Каротажник". – Тверь: Изд. АИС, 2004. – Вып. 114. – С.97-102.
7. Сафиуллин Г.Г., Антипин Ю.Г. Скважинная сейсмическая аппаратура АСПУ -3-48. // Экспресс информация. Сер. Автоматизация и телемеханизация в нефтяной промышленности. – М.: ВНИИОНГ, 1985. – Вып. 2. – С.1-5.
8. Сивков Н.Р., Сырцов А.В., Антипин Ю.Г., Бандов В.П., Сафиуллин Г.Г., Шарифуллин С.С., Благов В.В., Захаров Е.Т. Методическое руководство по вертикальному сейсмическому профилированию скважин. – М.: Недра, 1978.
9. Табаков А.А., Баранов К.В., Рыковская Н.В., Копчиков А.В. Методика и некоторые результаты обработки данных МОГ и 3D ВСП. // Технология сейсморазведки. – 2006. – № 2. С.8-13.
10. Черкашнев С. А., Кравец П. Н., Камалтдинов Ф. Ф., Мамлеев Т. С., Табаков А. А., Ким В. В., Купцова Т. Н. Уточнение геологического строения разреза в околоскважинном пространстве при помощи метода МОГ ВСП на Чинаревском месторождении Западно- Казахстанской области, ЕАГО, Геомодель-2013, г. Геленджик, Россия.
11. Черкашнев С.А., Даниленко В.Н., Купцова Т. Н., Безматерных В.Е., Шулькова Л.А., Сергеев А.А., Мамлеев Т.С. Хан С.А., Шамшин В.И., Оценка азимутальной анизотропии и 3D миграция по данным Кругового ВСП, Научно-практическая конференция «Скважинная сейсморазведка: возможности и перспективы», г. Октябрьский 29–31 марта 2023 г.
12. Шехтман Г.А. Вертикальное сейсмическое профилирование. – М.: ООО «EAGE Геомодель», 2017. – 286 с.
13. Danilenko V.N., Kuptsova T.N., Sergeev A.A., Shulkova L.A., Tcherkashnev S.A., HTI anisotropy and 3D migration from Walkaround VSP, Dubai, Sixth EAGE BHS Workshop, 2021.
14. Danilenko V.N., Khan S.A., Shamshin V.I., Shulkova L.A., Sergeev A.A., Mamleev T.S., Tcherkashnev S.A., Updating structural features of closures in thin-layer formations by borehole and land seismic surveys, Gas Industry magazine, № 4, (808), 2020, Russia.
15. Horne S. Fracture characterization from walkaround VSPs // Geophys. Prosp. 2003. V. 51. P. 493–499.
16. Maultzsch S., Nawab R., Yuh S. et al. An integrated multiazimuth VSP study for fracture characterization in the vicinity of a well // Geophys. Prosp. 2009. V. 57. P. 263–274.
17. Wild P. Practical application of seismic anisotropy // First Break. 2011. May. V. 29. P. 117–124