

Современный опыт использования ВСП-НВСП на месторождениях Западной Сибири и юге Сибирской платформы

■ Ячменёва Л.В., ООО НПК «Геопроект», г. Саратов
 ■ Коротков А.Б., ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень

В настоящее время относительно метода ВСП/НВСП некоторые представители отечественных нефтегазовых компаний высказывают мнение об исключении модификации НВСП из практики геологоразведочных работ, аргументируя это тем, что при наличии площадных материалов МОГТ-ЗД основная задача скважинной сейсморазведки сводится к получению параметров (скоростей, поглощения, анизотропии, границ образования кратных волн), необходимых для уточнения строения разреза в межскважинном пространстве (при структурных построениях и при прогнозе фильтрационно-емкостных свойств) [1]. Однако, в существующей практике геологоразведочных работ при изучении месторождений, имеющих сложное геологическое строение, для обеспечения эксплуатационного и разведочного бурения зачастую в дополнение к наземной сейсморазведке необходим оперативный инструмент, в том числе НВСП [2]. Несмотря на отсутствие в последнее время направленных усилий для совершенствования технических и методических инструментов метода ВСП/НВСП, заложенные в нём основы [3] и сохранившаяся преемственность отечественных ресурсов (кадровая, программная), позволяют успешно решать поставленные задачи. Это мы покажем на практическом примере выполнения такого рода работ.

Хочется надеяться, что метод ВСП/НВСП в ближайшее время получит вторую жизнь, благодаря усилиям нефтегазодобывающих, а также сервисных научно-производственных компаний.

Авторы данной статьи принимали участие в обработке и интерпретации данных ВСП/НВСП, выполненных в течение одного полевого сезона 2013г. на разных площадях. Это позволило составить представление о современном уровне востребованности метода НВСП, задачах, которые ставят перед этим методом и результативности его применения.

Речь идёт о работах ВСП/НВСП по 13 скважинам, пробуренным в пределах месторождений и некоторых лицензионных участков вблизи месторождений дочерних компаний ОАО «Газпром нефть». Площади работ расположены в пределах: Надым-Пурской, Гыданской нефтеносных областей (НГО) Ямало-Ненецкого автономного округа; Фроловской, Среднеобской НГО Ханты-Мансийского автономного округа; Васюганской, Каймысовской НГО Томской области; Непско-Ботуобинской НГО (на территории Иркутской области и в пределах Республики Саха).

Полевая методика работ ВСП/НВСП на площадях Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (по 9-ти скважинам) была следующей:

- регистрация – цифровой телеметрический 3-х компонентный зонд;
- сейсмический источник - взрывной, размещённый на глубине 10-20 м;
- количество пунктов возбуждения – 2-3;
- шаг наблюдений по стволу скважины - 10 м;
- максимальная длительность регистрации – 6000 мс;
- шаг дискретизации - 1 мс.

Полевые работы были выполнены

силами ОАО «Газпромнефть – Ноябрьск-нефтегазгеофизика» (г. Ноябрьск), СОМГЭИС филиал ОАО «Сибнефтегеофизика» (г. Новосибирск), Филиалом «Интегра - Геофизика» «Томский Геофизический трест» и ООО «Анега» (г. Уфа).

Для регистрации использовались приборы:

- АМЦ-ВСП-3-48 (ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский);
- АМЦ-ВСП-3-48-М5 (ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский);
- ВСП-24 (ООО «Специальные Геофизические Системы», г. Саратов);
- Волна ТБ (ООО «Анега», г. Уфа);
- ССП-3 (ОАО «Сибнефтегеофизика», г. Новосибирск).

При этом должны были быть решены следующие задачи:

- изучение кинематических и динамических характеристик различных типов волн во внутренних точках среды;
- литолого-стратиграфическая привязка волн;
- изучение строения околоскважинного пространства в направлении дальнего ПВ;
- прогнозирование геологического разреза ниже забоя скважины.

Кроме этого, необходимо было на основании спектрального анализа волнового поля ВСП получить высокоразрешё-

ные временные разрезы МОГТ вблизи скважины.

Удаления пунктов возбуждения от устья скважины для ближних пунктов составляли 98 - 176 м, для дальних пунктов – 1011 - 1614 м.

Глубина заложения заряда и вес заряда для возбуждения по каждой скважине и каждому ПВ определялись с учётом строения ВЧР на основании опытных работ. При этом регистрация информации проводилась, как правило, одним-тремя скважинными приборами (в интервале отсутствия резких границ), глубинными контрольными приборами для каждого ПВ и поверхностным контрольным прибором возле устья.

В Таблице 1 представлены основные параметры системы наблюдения по этим скважинам.

Полевая методика работ ВСП/НВСП на площадях Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (по 4-м скважинам) была следующей:

- регистрация – цифровой телеметрический 3-х компонентный зонд;
- сейсмический источник - взрывной, размещённый на глубине 10-20 м;
- количество пунктов возбуждения – 3-5;
- шаг наблюдений по стволу скважины - 5 м;

▼ Табл. 1. Параметры системы наблюдений ВСП/НВСП по скважинам Западно-Сибирской территории

№ п/п	№ скважины	кол-во ПВ	удаление, м			глубина взрыва, м / вес заряда, кг			интервал регистрации, м	приёмники
			ПВ1	ПВ2	ПВ3	ПВ1	ПВ2	ПВ3		
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.
1.	85Р	2	124,0	1137,0	-	17/0.25	17/0.50	-	30-2810	АМЦ-ВСП - 3-48
2.	22Р	2	130,0	1208,0	-	19/0.25	10/0.50	-	20-3230	
3.	17ПО	2	113,0	1100,0	-	16/0.25	10/1.0	-	10-2880	
4.	608Р	2	120,5	1011,8	-	12/0.5	12/0.75	-	0-2530	АМЦ-ВСП - 3-48-М5
5.	2ПО	2	122,6	1120,7	-	12/0.25	0.5-0.75	-	0-2910	
6.	2Р	2	176,2	1023,7	-	12/0.25-0.5	0.5-0.75	-	0-2940	
7.	309ПО	2	144,0	1614,0	-	11/0.25	15/0.50	-	10-4490	ВСП - 24
8.	158П	3	97,8	1292,2	1216,3	15/0.64	11/0.96	13/0.96	10-3170	Волна ТБ
9.	1ПО	2	116,8	1352,2	-	16/0.5	21/0.5	-	10-3280	ССП - 3

- максимальная длительность регистрации – 7000 мс;
- шаг дискретизации - 1 мс.

Полевые работы были выполнены силами ООО «Востокгеофизика» (г. Красноярск) и ООО «Анега» (г. Уфа).

Для регистрации использовались приборы:

- АМЦ-ВСП-3-48-М5 (ЗАО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский);
- Волна ТБ (ООО «Анега», г. Уфа).

При изучении отложений венда и нижнего кембрия должны были быть решены следующие задачи:

- изучение скоростных характеристик разреза по продольным и поперечным (обменным) волнам (с оценкой азимутальной анизотропии);
- литолого-стратиграфическая привязка продольных и обменных волн;
- оценка геологического строения околоскважинного пространства по данным ВСП-НВСП-МОГТ (с использованием мигрированных разрезов НВСП по продольным и обменным волнам и разрезов продольного и поперечного импеданса), в том числе оценка нефтегазонасыщения;
- прогнозирование геологического разреза ниже забоя скважины.

Удаления пунктов возбуждения от устья скважины для ближних пунктов составляли 50 - 89 м, для дальних пунктов – 787 - 1201 м.

В Таблице 2 представлены основные параметры системы наблюдения по этим скважинам.

В качестве примера на Рис. 1 представлены исходные волновые поля (Z, X и Y-компоненты) профиля ВСП для ближнего (113 м) и для дальнего (1100 м) пунктов возбуждения по скважине № 17ПО.

На сейсмограммах Z-компонент в первых вступлениях прослеживается падающая продольная волна разной динамической формы; видны продольные падающие и отражённые волны; для удалённого ПВ – кроме продольных волн, также падающие и отражённые обменные волны, поперечная волна. Для ближнего ПВ основная энергия записи сосредоточена в интервале частот 5 - 50 Гц (см. Рис. 1 А), преобладающая частота – около 12 Гц. Для дальнего ПВ спектр смещается в более низкочастотную область (см. Рис. 1 Б).

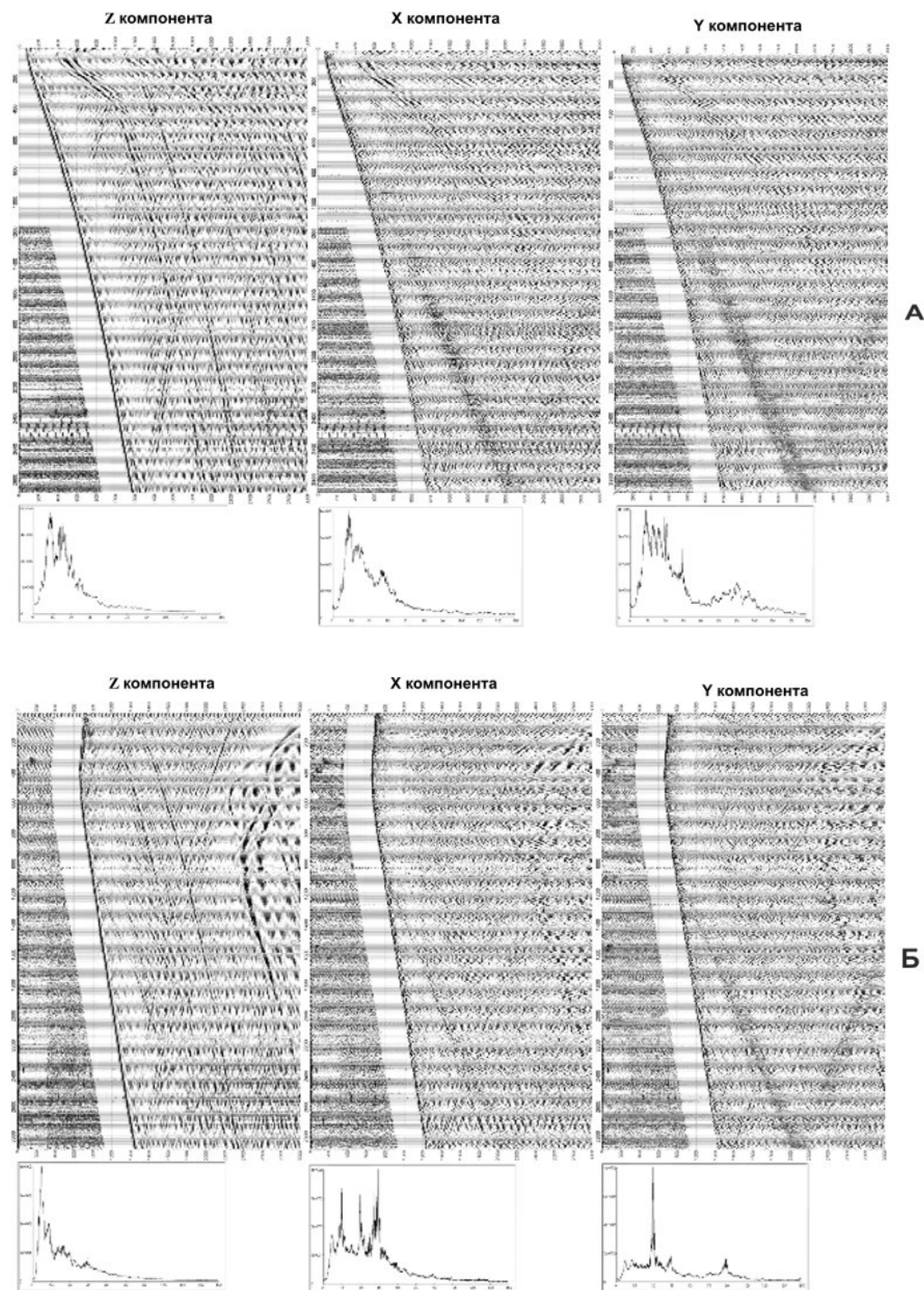
Поля X, Y-компонент являются неориентированными. На сейсмограммах видны интенсивная поперечная волны, гидроволна.

Пример волновых полей в других сейсмогеологических условиях показан на Рис. 2: исходные волновые поля (Z, X и Y-компоненты) профиля ВСП для ближнего (82,8 м) и для дальнего (856,6 м) пунктов возбуждения по скважине № 1П.

Спектральный состав волнового поля

▼ Табл. 2. Параметры системы наблюдений ВСП/НВСП по скважинам Непско-Ботубобинской территории

№ п/п	№ скважины	кол-во ПВ	удаление, м					глубина взрыва, м / вес заряда, кг					интервал регистрации, м	приёмники
			ПВ1	ПВ2	ПВ3	ПВ4	ПВ5	ПВ1	ПВ2	ПВ3	ПВ4	ПВ5		
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.	14.	15.
1.	1П	5	82,8	895,8	856,6	887,7	789,0	12/ 0.32	8/ 0.64	8/ 0.64	8/ 0.64	8/ 0.64	5-1745	Волна ТБ
2.	3Р	5	50,4	1004,7	787,3	771,2	1022,0	13/ 0.5	11 1.0	13/ 1.0	11/ 1.0	11/ 1.0	0-1855	АМЦ-ВСП - 3-48-М
3.	254-08р	4	89,4	936,7	975,8	932,5	-	10/ 0.32	10/ 0.64	10/ 0.64	10/ 0.64	-	5-1800	Волна ТБ
4.	27Р	3	80,1	960,9	1201,3	-	-	15/ 0.32	11/ 0.64	13м/ 0.64	-	-	5-1715	

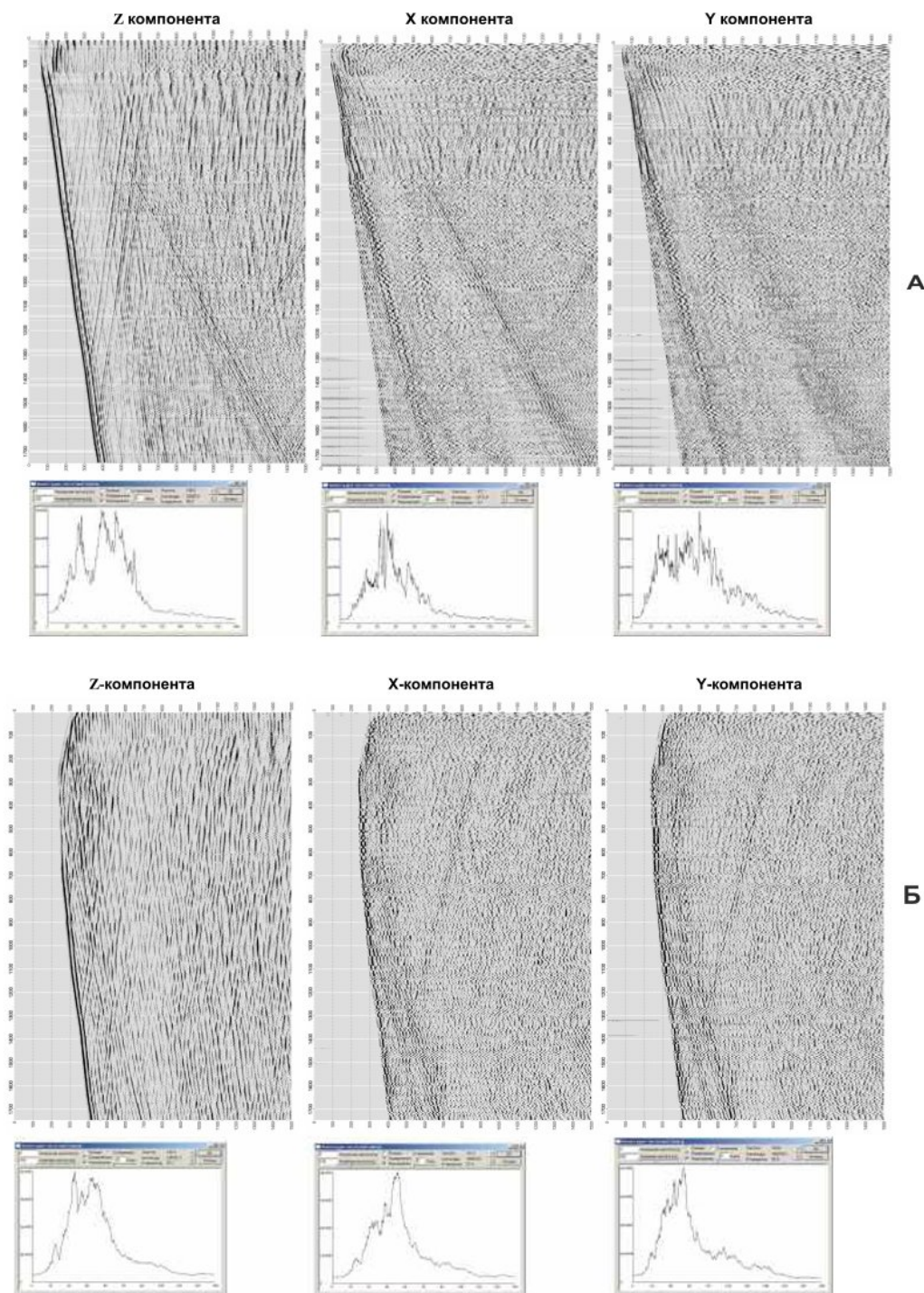


▲ Рис. 1. Исходные волновые поля (Z, X и Y-компоненты) поля ВСП ближнего ПВ (А) и дальнего ПВ (Б) скв. № 17ПО

более широкий, по сравнению с первым примером. Для ближнего ПВ основная энергия записи сосредоточена в интервале 10 - 110 Гц, преобладающая частота - 55 Гц (см. Рис. 2 А). Для дальнего ПВ основная энергия записи - в интервале 10 - 70 Гц, преобладающая частота - 30 Гц (см. Рис. 2 Б).

На сейсмограммах Z-компонент видны продольные падающие и отражённые волны; для удалённого ПВ – продольные и обменные падающие и отражённые волны.

На сейсмограммах ближнего ПВ отображается интенсивная волна-помеха, связанная с качеством обсадки

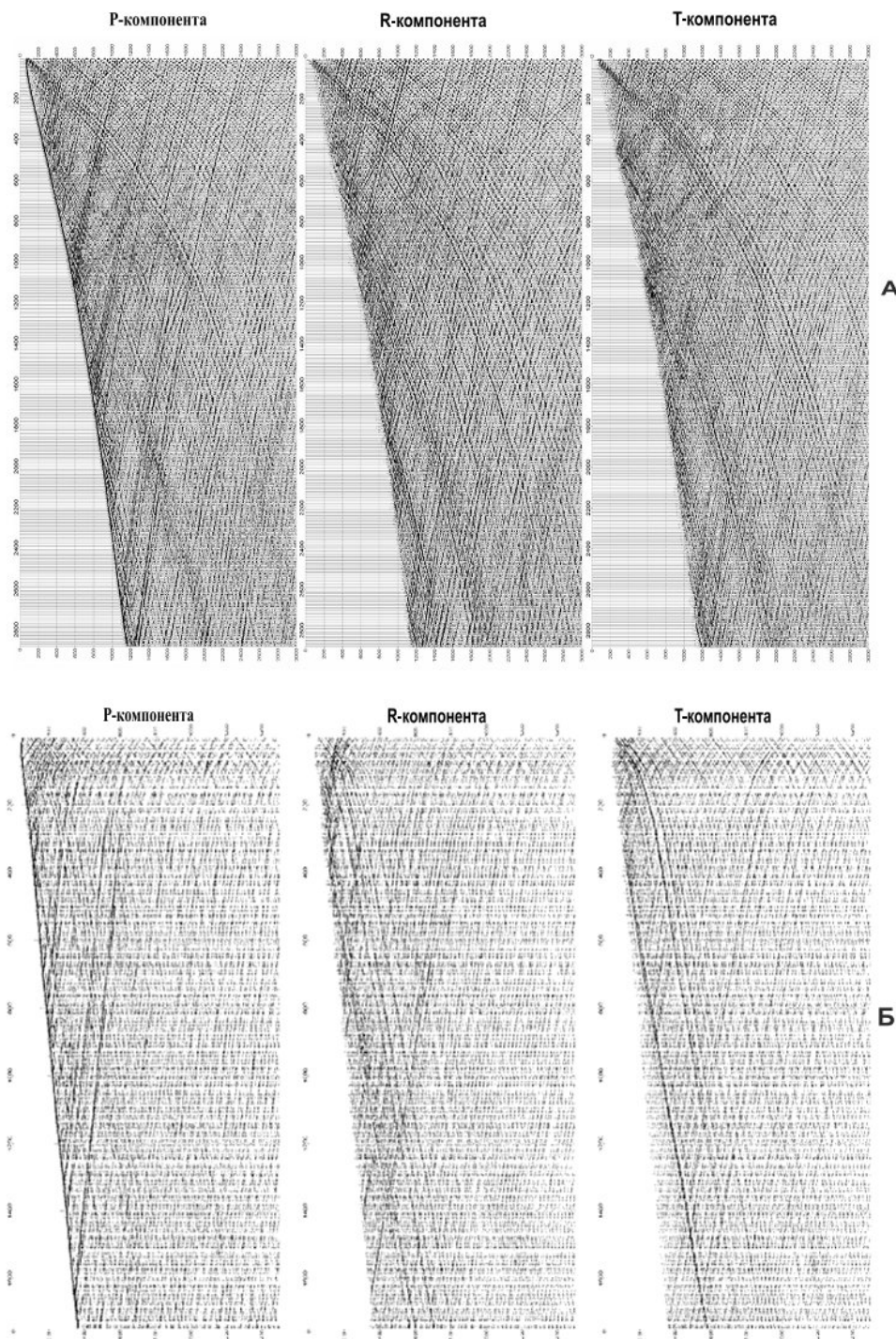


▲ Рис. 2. Исходные волновые поля (Z, X и Y-компоненты) поля ВСП ближнего ПВ (А) и дальнего ПВ (Б) скв. № 1П

скважины в верхнем интервале разреза (так называемая «трубная волна»), прослеживается интенсивная гидроволна (см. Рис. 2 А).

Для обработки и интерпретации данных ВСП/НВСП использовались несколько программных пакетов: Univers (ООО «ГЕОВЕРС», обработка, интерпре-

тация); SeiSee (АО «Дальморнефтегеофизика», получение информации о структуре файла из этикеток трасс); Razrez (ООО НПК «Геопроект», визуализация результатов, интерпретация); GeoView (Hampson-Russell, прогнозирование геологического разреза).



▲ Рис. 3. Сводные волновые поля (P, R и T-компоненты) полей ВСП ближних ПВ скв. № 17 ПО (А) и скв. № 1П (Б)

Обработка данных ВСП для ближних и дальних ПВ выполнена с использованием ПО Univers по графу:

- 1) Разделение скважинных и контрольных наблюдений, отбраковка.
- 2) Коррекция статических поправок, коррекция динамики волнового поля с использованием контрольных приборов.

3) Оцифровка годографа первых вступлений.

4) Ориентировка волнового поля - преобразование в PRT- систему координат.

5) Распластовка годографа первых вступлений прямой волны, получение начального приближения скоростной

модели продольных и поперечных волн.

6) Уточнение скоростной модели продольных волн с помощью оптимизации.

7) Построение скоростной модели поперечных волн.

8) Выделение и вычитание нерегулярных помех (режекторных и гармонических шумов, амплитудных отскоков).

9) Выделение падающих продольной и поперечной волн.

10) Разделение волнового поля.

11) Выделение и вычитание регулярных волн.

12) Деконволюция по форме падающей волны.

13) Выделение и вычитание нерегулярных помех.

14) Преобразование компонент волнового поля в систему координат XYZ.

15) Ввод поправок за сферическое расхождение.

16) Выведение отражённых волн на вертикаль.

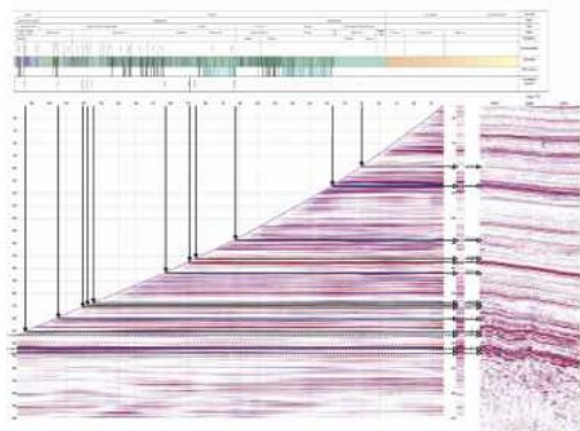
17) Коридорное суммирование (получение суммотрассы ВСП).

18) Совмещение полей падающих и отражённых волн.

Волновые поля отражённых волн удалённых ПВ подвергались векторной миграции по алгоритму Кирхгофа в глубинной области и преобразовывались в разрезы околоскважинного пространства. Для совместной интерпретации с данными наземной сейсморазведки глубинно-динамические разрезы продольных волн переводились во временной масштаб.

В качестве примера обработки ближних пунктов возбуждения на Рис. 3 представлены сводные волновые поля (Р, R и Т-компонент) профилей ВСП по скважинам № 17ПО (А) и № 1П (Б).

Динамическая увязка поля ВСП с наземными сейсмическими данными

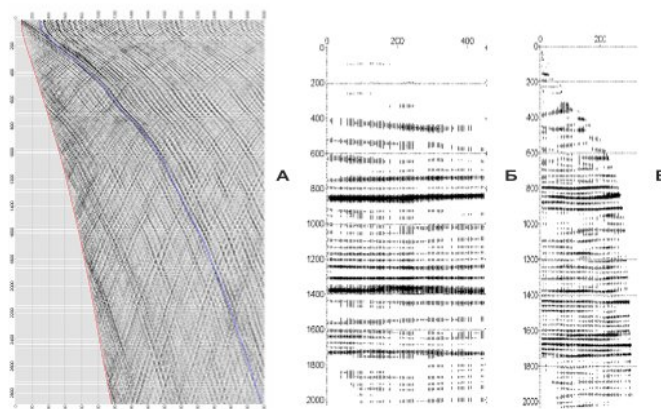


▲ Рис. 4. Пример стратиграфической привязки горизонтов по данным ВСП.

осуществляется с использованием суммотрассы ВСП и результатов приведения отражённых волн ВСП ко времени регистрации их на поверхности (Рис. 4).

На Рис. 5 показан пример интерпретации годографа обменной волны (А), а также примеры глубинно-динамических разрезов продольных (Б) и обменных (В) отражённых волн.

Для удалённых пунктов взрыва проводилась поляризационная обработка и поляризационный анализ обменных волн. Для этого РРТ поле падающих обменных волн пересчитывалось в ориентированные XYZ поля с фиксированными азимутами. Осуществлялся



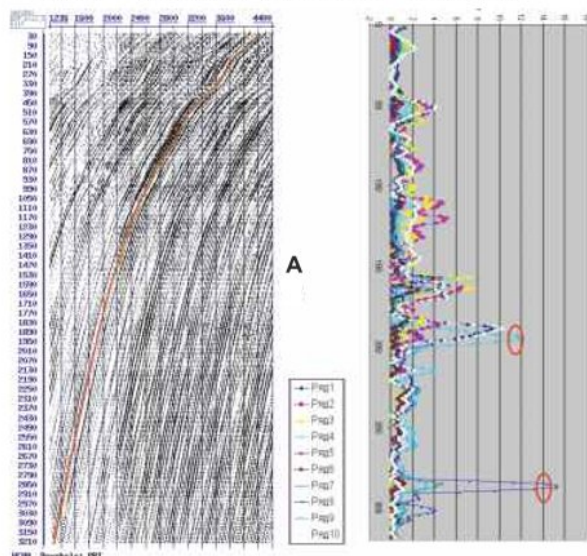
▲ Рис. 5. Распластовка вертикального годографа проходящей обменной волны (А), глубинно-динамические разрезы околоскважинного пространства: продольных (Б), обменных (В) отражённых волн.

перебор азимутов от 0 до 90 градусов (или от 0 до 180 градусов) с шагом 10 градусов. По соотношениям скоростей обменных волн для взаимно-перпендикулярных направлений рассчитывались коэффициенты анизотропии поперечной волны для текущего азимута текущего ПВ. Осредненные графики коэффициентов анизотропии (в процентах) по всем ПВ выносились на единый рисунок. Предполагалось, что в случае наличия пластов с повышенной анизотропией, значения коэффициента анизотропии для этого интервала разреза будут значительно отличаться от фоновых значений, причём азимут, на котором эти значения максимальные, будет соответствовать плоскости поляризации.

На Рис. 6 показан пример поляризационного анализа обменных волн (красным обозначены зоны повышенных значений коэффициента анизотропии).

Следует отметить, что основными поисковыми объектами по скважинам

▼ Рис. 6. Результаты поляризационного анализа обменных волн (скв. № 22Р): А – волновое поле (R-компонента) и опорный годограф; Б – графики коэффициентов анизотропии для различных азимутов (ряд 1 – 0 град., ряд 2 – 10 град., ..., ряд 10 – 90 град.)

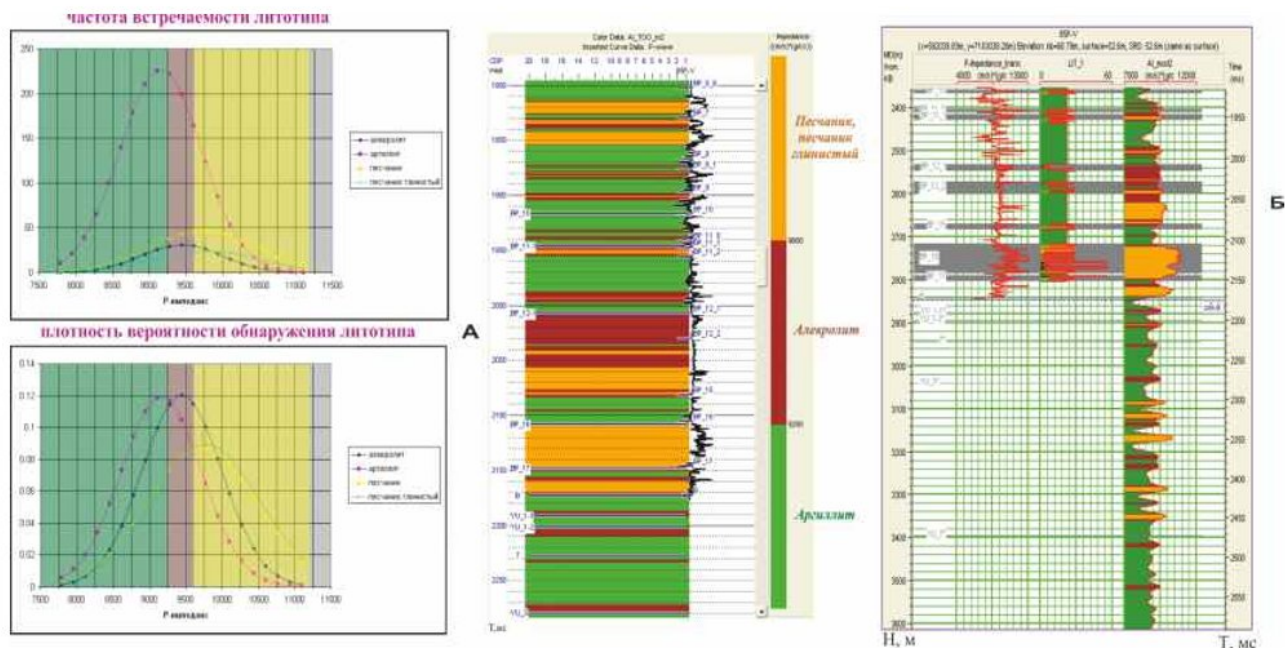


Западно-Сибирской территории являлись продуктивные горизонты верхнемелового (пласты AC_{10} , BC_8^1 , BC_{10} , BC_{16} , BU_{22}) и верхнеюрского (пласты $Ю_0$, $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$) комплексов отложений. По скважинам Непско-Ботуобинской территории поисковыми объектами являлись горизонты карбонатного венда - нижнекембрийского (пласты B_1 , B_2 , B_{3-4} , B_5 , B_{12}) и терригенного вендского (пласты B_{10} , B_{13}) комплексов отложений. Наземная сейсморазведка в окрестности скважин была представлена, в основном, материалами МОГТ-ЗД.

Прогнозирование геологического разреза ниже забоя по большей части исследованных скважин было неактуально (скважины вскрыли или толщу палеозойских отложений, или толщу архейского фундамента). По 5-ти скважинам Западно-Сибирской территории такой прогноз был выполнен. Для этого использовались суммотрассы ВСП для ближнего ПВ, преобразованные в трассы акустического импеданса. По ним оценивалась возможность прогноза литологического состава пород (по вскрытой части разреза), для чего рассчитывались гистограммы распределения значений R-импеданса в зависимости от литотипа по данным интерпретации ГИС. После этого реализовывался прогноз литологии ниже забоя скважины.

На Рис. 7 показан пример, где по гистограммам оценена вероятность обнаружения литотипов «аргиллит», «алевролит», «песчаник» и «песчаник глинистый». Ниже забоя скважины с глубины 3080 м до ~ 3360 м прогнозируется 5 пластов песчаников толщиной от 10 до 20 м.

В окрестности скважины прогнозирование геологического разреза выполнялось с использованием мигрированных



▲ Рис. 7. Прогнозирование разреза ниже забоя скважины: А - гистограммы распределения значений Р-импеданса в зависимости от литологии, выделение литотипов; Б - прогноз литологического состава в сопоставлении с литологией по данным интерпретации ГИС.

разрезов НВСП, преобразованных в трассы акустического импеданса.

По скважинам Непско-Ботубинской территории, где были выполнены НВСП по нескольким удалениям, была проведена оценка возможности прогнозирования коэффициентов пористости для продуктивных пластов и с использованием разрезов Р-импедансов построены схемы распределения среднего значения открытой пористости ($K_{по}$) для карбонатных пластов B_{3-4} , B_{12} и терригенных пластов B_{10} , B_{13} . На Рис. 8 показан пример кроссплота зависимости коэффициента открытой пористости ($K_{по}$) от значений Р-импеданса (А) и прогнозная схема распределения $K_{по}$ для пласта B_{10} в окрестности скважины (Б).

Для тех же скважин с использованием данных широкополосного акустического каротажа была проведена инверсия разрезов обменных волн и опробована совместная интерпретация импедансов продольных и поперечных волн. Однако, в производственном режиме решение данной задачи не было завершено. Была

отмечена необходимость проведения модельных исследований, учитывающих, в том числе, возможное искажающее влияние процедур обработки на амплитуду и форму сигнала.

Основные результаты, полученные по данным ВСП/НВСП следующие:

1) В результате обработки и интерпретации полей падающих волн:

- получены в виде таблиц и планшетов скоростные параметры продольных и обменных волн (средние, интервальные, пластовые скорости, отношения V_p/V_s , коэффициент Пуассона);

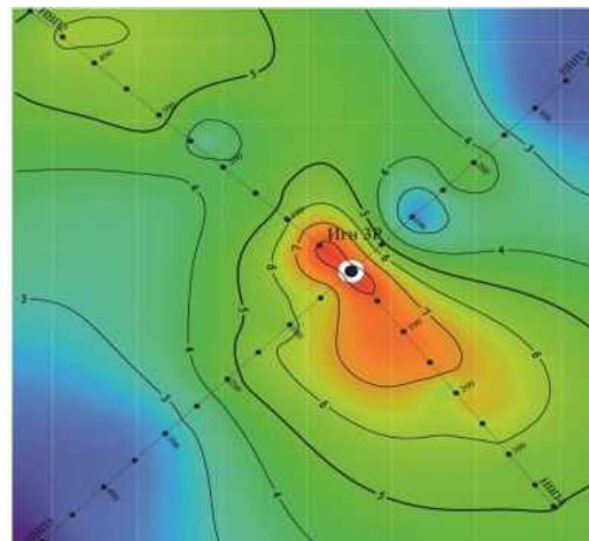
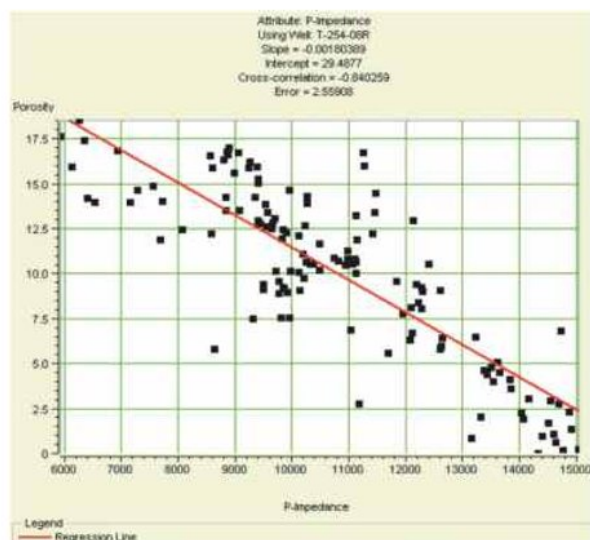
- по результатам расчёта коэффициента Пуассона и соотношения V_p/V_s выделены интервалы с пониженными значениями параметров, характерными для нефтегазонасыщенных пород;

- оценены спектральные параметры прямой продольной волны.

2) В результате интерпретации полей отражённых волн:

- выполнена сейсмостратиграфическая привязка волнового поля;

- по суммотрассе ВСП рассчитан опера-



▲ Рис. 8. Прогнозирование пористости в окрестности скважины по данным НВСП:

А - кроссплот зависимости коэффициента пористости от Р-импеданса;

Б - прогнозная схема распределения открытой пористости (Кпо) для пласта B_{10} .

тор деконволюции, который может быть использован для получения высокоразрешённых данных МОГТ;

- выполнен поляризационный анализ обменных отражённых волн;

- по удалённым пунктам возбуждения получены временные и глубинно-динамические разрезы околоскважинного пространства, которые использованы для уточнения структурного плана и прогнозирования разреза в окрестности скважины.

3) В результате решения задачи по прогнозированию геологического разреза:

- спрогнозированы глубины залегания отражающих горизонтов ниже забоя скважины;

- оценена возможность разделения литотипов разреза и прогнозирования коэффициентов пористости;

- при наличии возможности спрогнозирован литологический состав пластов ниже забоя скважины и выполнено построение прогнозных схем распределения среднего значения открытой пористости (Кпо) в окрестности скважин.

Литература

1. И.Ю. Хромова, Д.А. Николаев (ОАО «ЛУКОЙЛ»). Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований. Доклад, Гальперинские чтения, Москва, 2012г.

http://geovers.com/base/new/content/scientific/galperin_readings_12_thesis.php

2. Ленский В.А., Адиев А.Я., Ирбакаев Д.Р., Шарова Т.Н. (ООО НПЦ «Геостра»). Эффективность исследований методом скважинной сейсморазведки на месторождениях нефти и газа. Доклад, Гальперинские чтения, Москва, 2013г.

http://geovers.com/base/new/content/scientific/galperin_readings_13_thesis.php

3. Статья:

https://ru.wikipedia.org/wiki/вертикальное_сейсмическое_профилирование