

Результаты опытно-методической работы с применением одиночных сейсмоприемников

■ Абдуллаев В.А., Юсубов Н.П., SOCAR, Управления геофизики и геологии г. Баку
Тарасов Н.В. ОАО "СКБ СП" г. Саратов

Во многих нефтегазоносных районах мира, в том числе и в Азербайджане, традиционная технология поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов, ориентированная на изучение крупных и средних по размерам структурных и неструктурных типов ловушек, по мере освоения фонда этих объектов себя исчерпала. Однако имеющиеся многочисленные факты свидетельствуют о том, что объем запасов углеводородного сырья, содержащегося в малоразмерных ловушках структурного и неструктурного типа, не уступает величине запасов в крупных ловушках, находящихся в сухопутных нефтегазоносных районах Азербайджана. Об этом свидетельствует множество фактов. Так в НГР Междуречья Кура и Габырры наблюдаются многочисленные выходы нефти и газа, приуроченные к сарматским отложениям. В Гобустанском НГР в ходе проведения сейсморазведочных работ МОГТ при бурении скважины с целью заложения в нее взрывчатых веществ из глубины 40 метров получен приток нефти в объеме ~2.0 тон/с. В этой области имеются многочисленные объекты, где нефть выходит на поверхность самотеком. Здесь же, на структуре, подготовленной сейсморазведкой МОГТ, при глубоком бурении получены мощные фонтаны природного газа, приуроченного к многопластовому интервалу разреза, расположенного на глубинах от 0.550 км до 1.0 км.. В Прикаспийско-Кубинском НГР имеются нефтегазоносные пласты, находящиеся на глубинах до 3-х км. Следует отметить, что такие объекты, как правило, занимают пространственное

положение в среде, характеризующейся сложным тектоническим строением. Многолетний опыт работы показывает, что параметры традиционных систем сейсмических наблюдений и применяемых источников возбуждения упругих волн не позволяют изучать глубинное строение с достаточной детальностью в пределах вышеуказанных интервалов геологического разреза. Здесь мы не перечисляем пределы значений этих параметров, поскольку они определяются в зависимости от геологической задачи и геолого-геофизической характеристики района исследований. Условия их подбора достаточно подробно изложены в литературе (Dale G. Stone., 1994, Шерифф Р., Гелдарт Л., 1987, Палагин В.В., А.Я.Попов, П.И.Дик., 1989 и др.). Иными словами, сейсморазведочные исследования, направленные на исследования больших глубин, не позволяют одновременно изучать объекты, представляющие интерес для нефтяной промышленности, расположенные на малых (менее 2-х км) глубинах геологического разреза.

Учитывая вышеизложенное, для выполнения сейсморазведочных работ по методике 2D и 3D Управление Геофизики и Геологии при нефтяной компании Азербайджанской Республики SOCAR приобрело у ОАО "СКБ СП" (г.Саратов) телеметрическую сейсморегистрирующую систему "Прогресс-ТЗ" с наземным комплексом, обеспечивающим регистрацию сейсмоданных со сгущённой сеткой приёма с использованием одиночных сейсмоприёмников типа GS20DX.

Полевые испытания комплекса "Прогресс-ТЗ" и специальной методики регис-

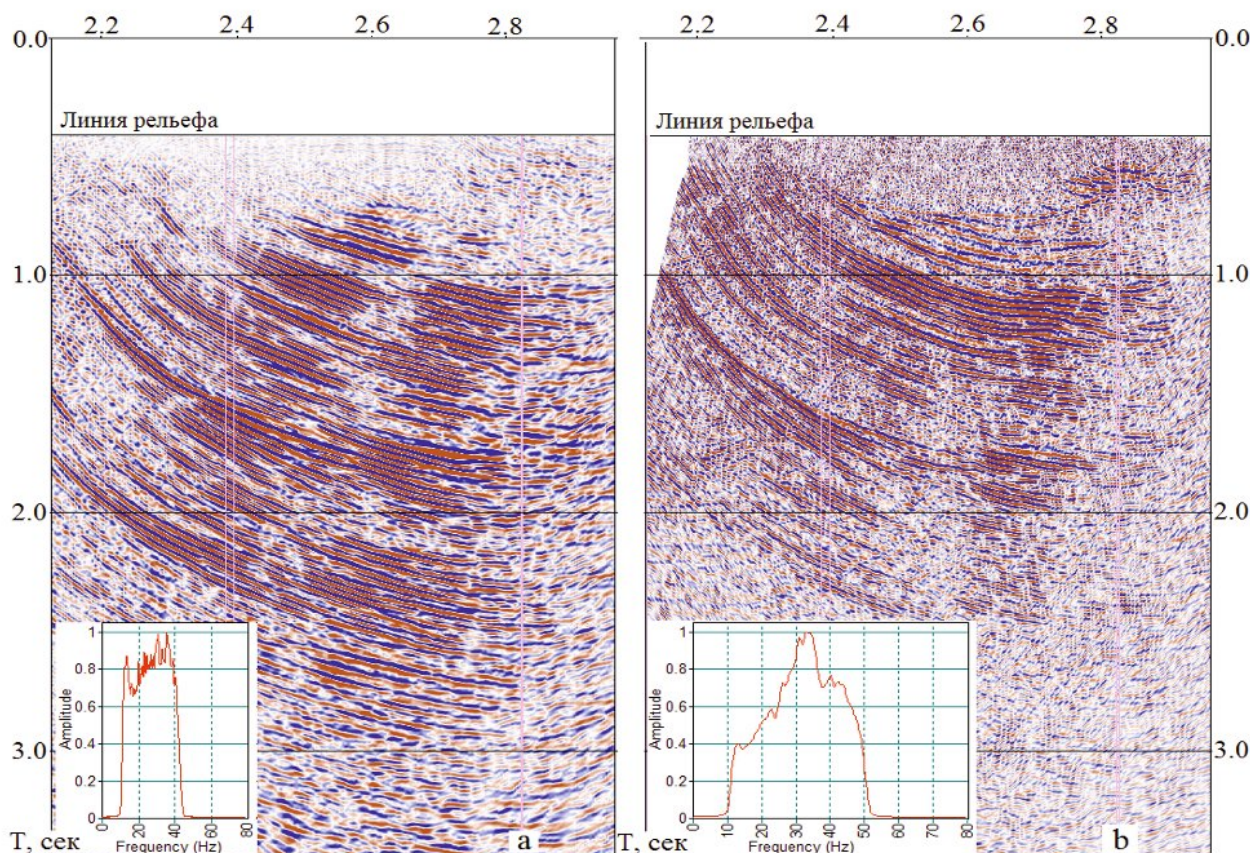
Наименование оборудования/параметра	Ед. изм.	«Прогресс-ТЗ»	«Scorpion»
Источник вибратор: AHV-IV-362	шт.	1	4
Сейсмоприемник - GS20DX	шт.	1 (один)	-
Сейсмоприемник SM 4 10	шт.	-	12 (группа)
Расстояние между пунктами приема	м	10	40
Расстояние между пунктами взрыва	м	20	40
Длина записи	сек	5	7
Шаг дискретизации	сек	0.001	0.001
К-во активных каналов	шт.	240	340
Кратность прослеживания	п	30	170
Длина свип сигнала	Т	12	16
Количество накоплений	п	4	4
Частотный диапазон свипа	Гц	10-100	10-100
Частотный диапазон приема	-	открытый канал	открытый канал

▲ Табл. 1. Параметры 2D системы наблюдения и источника.

трации были проведены на одной из площадей Междуречья Кура и Габырры. Работа была продублирована с применением сейсмосистемы "Scorpion", изготовленной компанией ION. Общий объем сейсмических наблюдений по МОГТ - 2D составил около 150 пог.км. В процессе работы проводился непрерывный контроль качества полученных сейсмограмм и условий регистрации.

Материалы, полученные с помощью обеих сейсморегирующей систем, были обработаны в среде комплекса программ ProMAX с использованием идентичной последовательности процедур преобразования сейсмических записей. На рис. 1 приведено сопоставление полученных временных разрезов и соответствующие частотные спектры волнового поля. Отчетливо видно, что разрешающая способность временного разреза, приведенного на рис. 1б и полученного с применением телеметрической системы «Прогресс-ТЗ» с одиночными сейсмоприемниками, намного выше в сравнении временным разрезом, представленным на рис.1а. Интервал до 1 сек. временного разреза, приведенного на рис. 1а, хотя и носит определенную геологическую нагрузку, но недостаточ-

но разрешенную по вертикали. В то же время на временном разрезе на рис. 1б отражения прослеживаются до поверхности наблюдения, что позволяет с высокой точностью определить геометрические параметры пластов по вертикали и горизонтали, в том числе зону эрозийного среза, продолжающуюся и в настоящее время на поверхности наблюдения. Интервал между 1 и 2 сек. временного разреза, приведенного на рис. 1а, дифференцирован намного хуже по сравнению с волновым полем, наблюдаемым в соответствующем временном интервале на рис. 1б. и которое лучше соответствует данным геофизических исследований (ГИС) скважин. На энергетических спектрах, приведенных в левых нижних углах рис. 1а и 1б, также отмечается преимущество системы наблюдений с применением одиночных сейсмоприемников. В целом, сопоставление динамических и кинематических характеристик волновых полей, зарегистрированных с использованием одиночных сейсмоприемников и групп сейсмоприемников, показало, что при изучении геологического разреза глубиной до 2-х км. система наблюдений с одиночными сейсмоприемниками обеспечивает лучшие результаты.



▲ Рис.1. Временные разрезы и амплитудно-частотные характеристики волнового поля, полученные с применением телеметрических систем: а - "Scorpion" (группа из 12 (SM-4-10) сейсмоприемников на канал); б – «Прогресс -Т3» (один сейсмоприемник (GS20DX) на канал)

На рис. 2 показано вертикальное сечение временного куба, полученного с применением телеметрической системы «Прогресс -Т3», к каналам которой были подключены одиночные сейсмоприемники. При выполнении этой работы для возбуждения сейсмического сигнала использовано взрывчатое вещество весом 0.5 кг, размешенное в скважинах глубиной 6 м.

Параметры 3D системы наблюдения и источника приведены в таблице 2.

Обработка сейсмического материала была выполнена в среде комплекса программ ProMAX. В нижнем правом углу рис. 2 показана амплитудно-частотная характеристика временного куба. По динамической выразительности временного поля по одному из сечений и амплитудно-частотной характеристике

куба можно прийти к выводу о высоком качестве полученных результатов.

На рис. 3 представлен фрагмент временного разреза по профилю, отрабатанному на периферии площади 3D работ, результаты которых приведены на рис.2. При этом была использована телеметрическая система «Scorpion» к каналам которой были подключены группы сейсмоприемников

При сравнении временных разрезов, приведенных на рис.2 и 3, отчетливо видно, что при изучении объектов, расположенных на глубинах менее двух километров, система наблюдений с одиночными сейсмоприемниками обеспечивает лучшие результаты по сравнению с традиционной системой наблюдений.

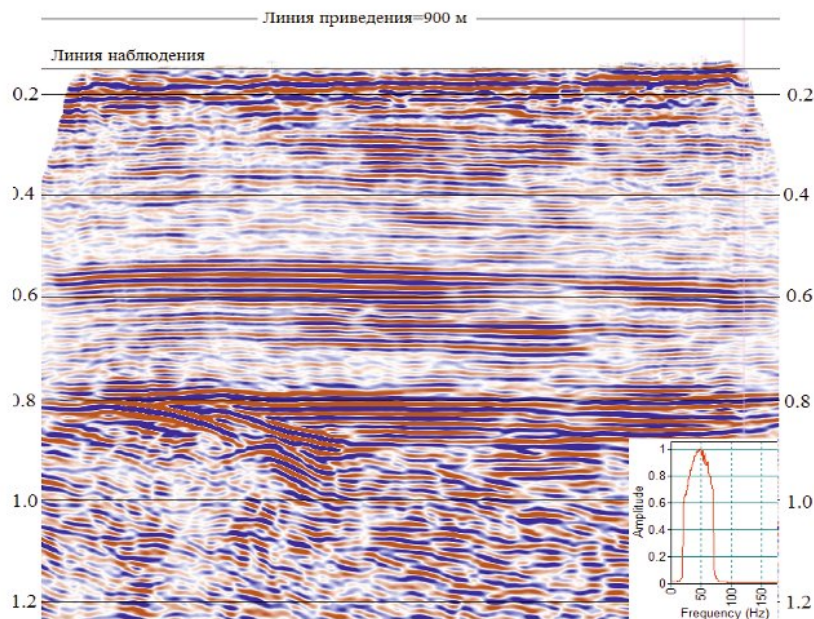


Рис.2. Сечение временного куба и амплитудно-частотная характеристика временного поля, зарегистрированного с применением систем наблюдения с одиночными сейсμοприемниками.

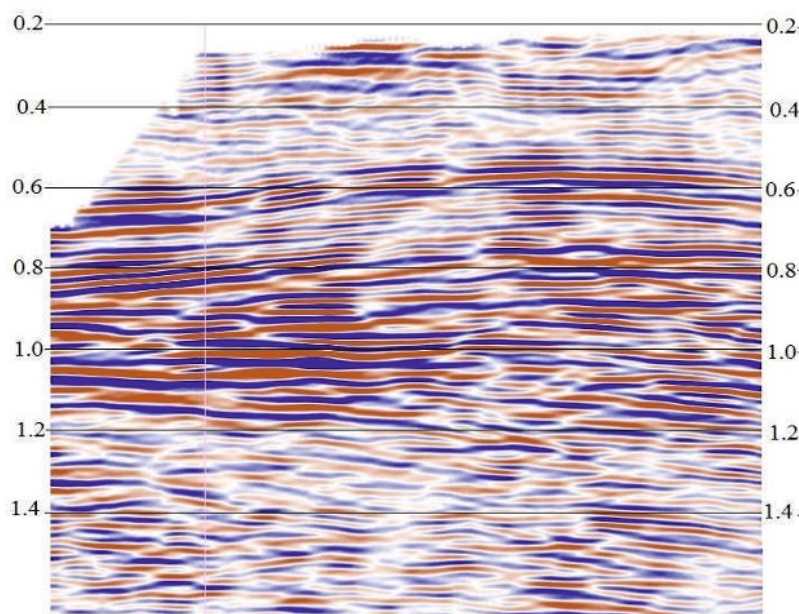


Рис.3. Фрагмент временного разреза по профилю, отрабатанному на периферии площади 3D работ, результаты которых приведены на рис.2.

Табл. 2

Наименование параметра	Ед.измерения	Объем, количество
Расстояние между точками приема	м	10
Расстояние между точками возбуждения	м	20
Расстояние между линиями приема	м	100
Расстояние между линиями возбуждения	м	200
Глубина размещения заряда	м	6
Вес заряда	кг	0.5
Кратность прослеживания	n	24
Размер бина	м	5x10
Общее количество каналов на одну точку взрыва	n	384
Количество приемных линий	n	4
Общее количество точек возбуждения	n	6120

Таким образом, результаты, полученные в ходе проведения полевого эксперимента по выполнению работ по методам 2D и 3D с использованием телеметрических систем с наземными расстановками с одиночными сейсмоприемниками и группами сейсмоприемников, показали, что при одновременном изучении объектов, расположенных на малых (менее 2-х км) глубинах геологи-

ческого разреза, система наблюдений с одиночными сейсмоприемниками обеспечивает лучшие результаты по сравнению с традиционной системой наблюдений. При этом определяющим моментом является расстояние между точками возбуждения и точками приёма, а также величина заряда либо мощность излучения вибратора.

Подробнее об авторах



Абдуллаев
Вагиф Адил оглы

Начальник Управления
Геофизики и Геологии
Государственной нефтяной
компании, УГГ



Юсубов
Намаз Пути оглы

Начальник Управления
Разведочной Геофизики.
Д. г.-м. н.



Тарасов
Николай Васильевич

Исполнительный
директор
ОАО "СКБ СП", к.т.н