ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

АПРЕЛЬ-ИЮНЬ

02/2013

ТЕМА НОМЕРА:

Наземная сейсморазведка: проблемы и решения



ТАКЖЕ В НОМЕРЕ:

Зачем геофизика нефтяникам? (Продолжение дискуссии)
Новые критерии и рекорды в наземной сейсморазведке



Объединяя стихии...

XZone

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Bottom Fish
ДЛЯ РАБОТ НА МОРЕ

Marsh Line
ДЛЯ РАБОТ В ТРАНЗИТНОЙ ЗОНЕ

Fly Lander
ДЛЯ РАБОТ НА СУШЕ

353477 Россия, Краснодарский край, г.Геленджик, ул.Ручейная,8
т.:(86141)26615, ф.:(86141)26601
office@intromarin.ru, www.intromarin.ru

КОЛОНКА РЕДАКТОРА

Работаем с Вами, работаем для Вас!
Главный редактор журнала П.А.Турлов

Наши партнеры
Логотипы организаций, финансово участвующих в издании этого номера журнала

ТЕМА НОМЕРА:

Наземная сейсморазведка : проблемы и решения

ФИЛОСОФИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Сейсморазведка и критерии подлинности науки 6
Шехтман Г.А
Зачем геофизика нефтяникам 10
Феоктистов А.В., Феоктистов В.А.
Новые критерии и рекорды в наземной сейсморазведке 20
Череповский А.В.

ПАССИВНАЯ СЕЙСМИКА

Методы пассивной сейсморазведки 30
Ведерников Г.В.
Технология и опыт прогнозирования залежей УВ по характеристикам микросейсм 37
Ведерников Г.В., Максимов Л.А.
Пассивная низкочастотная сейсморазведка — мифы и реальность 46
Шабалин Н.Я, Биряльцев Е.В., Рыжов В.А,
Опыт регистрации и обработки наземных сейсмических данных, полученных в процессе производства гидравлического разрыва пласта 54
Брыксин И.В.

НЕВЗРЫВНАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА

Невзрывные сейсмические источники с широким частотным спектром
Часть I – Постановка задачи на примере гидравлических вибраторов 61
Чичинин И.С., Сагайдачная О.М.

«Приборы и системы разведочной геофизики»
Общероссийский научно-технический ежеквартальный журнал. Издается с 2002 г.

Учредитель
СРО МОО ЕАГО

Издатель
ООО «ИнформГеофиз-Сервис»

Директор
Турлов П.А.

Адрес издательства
410019, г. Саратов, ул. Крайняя, д. 129
Тел. (8452) 64-14-32

Главный редактор
Турлов П.А.
paturlov@mail.ru

Выпускающий редактор
Кузнецов И.М

Координатор проекта
Матвеев С.А

Верстка
Мокроусов Д.В.

Обложка и оформление
Мокроусов Д.В.

Web сайт
psrgeo.ru

Тираж отпечатан
в типографии ООО «Формат» т.: 39-33-77

Тираж: 300 экз.

Подписано в печать
30.06.2013

Дата выпуска
15.07.2013

Издание зарегистрировано в Министерстве РФ по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций за номером ПИ №77-7906 от 27.04.2001

© **Турлов П.А., составление, 2013**
© **ООО «ИнформГеофизСервис», оформление, 2013**

От редколлегии
Ответственность за подбор и изложение фактов в статьях несут авторы. Редколлегия может публиковать статьи, не разделяя точки зрения авторов

Комплексный анализ высокочастотной системы виброисточник-грунт 69
Жоуонг Вей
О вибрационных помехах сейсмоприему от двигателей транспортных машин . импульсных невзрывных источников 83
Детков В.А., Богдан В.А., Кашкин В.Б., Шайдуров Г.Я., Щадин П.Ю.

ПРИБОРЫ И СИСТЕМЫ

К вопросу об использовании одиночных сейсмоприемников в геофизических исследованиях МОВ ОГТ 86
Завьялов В.А.
Можно ли улучшить, удешевляя? Одиночные сейсмоприемники: возможности и перспективы 93
Лапин С.А., Крутов А.Л.
Узнайте ваши модули 99
Луиза С. Дурхам

ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА

Наземно-скважинные сейсмические технологии в инженерной геофизике..... 105
Ларин С.В., Бучарский Б.В,, Бондаренко Д.Н., Горячев В.В.

ЭКОНОМИКА

Последствия для геологической отрасли от вступления России во Всемирную торговую организацию (ВТО) и организационно-методические меры по оценке их влияния на деятельность управляющих и хозяйствующих структур, а также минимизации ущерба от негативных явлений при геологическом изучении недр Российской Федерации 110
Зайченко В.Ю

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ОАО "СКБ СП"

Работаем с Вами, работаем для Вас!

Турлов П.А., СРО МОО ЕАГО, г.Саратов

Итак, перед Вами очередной выпуск журнала «Приборы и системы разведочной геофизики. Не хочется проводить дежурную презентацию журнала и говорить дежурные слова. Пока материалы этого номера готовились в печать, кризис мировой экономики продолжался. И продолжается до сих пор. Мы все сегодня испытываем проблемы, пути решения которых не очевидны. Мы все ждем – когда закончится кризис и начнется уже посткризисный период? Но не будем забывать вековую мудрость: «Все времена плохи и хороши одинаково». «Любое время – время для всего», - так говорил Шекспир. А еще ведь говорят, что кризис – очень неплохое время, чтобы меняться в лучшую сторону. Вот мы и меняемся. Читатель наверняка заметит, что формат журнал изменился и изменился, как нам кажется, в лучшую сторону. Новый формат журнала сделан с учетом пожеланий наших рекламодателей, которым, пользуясь случаем, выражаю благодарность, и, конечно же, читателей. Что же касается содержания, то оно убедительно свидетельствует о том, что кризиса в умах наших авторов не было и нет.

. Мы постарались разместить в данном выпуске журнала много новой информации, которая, надеюсь, будет небезынтересна вам - наши читатели, и вы найдете ответы на интересующие вас вопросы.

Основной темой номера является наземная сейсморазведка - ее проблемы и решения.

В частности, в этом номере журнала размещен ряд статей, касающихся философии самого метода (раздел открывается статьей Г.А.Шехтмана «Сейсморазведка и критерии подлинности науки»).

Интересующийся читатель журнала найдет много интересного в разделе, посвященном очень интересной и актуальной тематике - пассивной сейсмике.

Ряд проблем, связанных с применением невзрывных сейсмоисточников, рассмотрены в разделе «Невзрывные сейсмоисточники». В частности, в этом разделе мы с удовольствием представляем нашим читателям статьи Чичинина И.С и Сагайдачной О.М. "Невзрывные сейсмические источники с широким частотным спектром", а также Жоуонг Вей и Томаса Ф. Филипса «Комплексный анализ высокочастотной системы виброисточник-грунт».

Проблемы, связанные с использованием одиночных сейсмоприемников в геофизических исследованиях МОВ ОГТ, рассмотрены в разделе «Приборы и системы». В этом же разделе читатель познакомится с бескабельными сейсморегистрирующими системами - SCOUT компании ОАО «СКБ СП» и ZLand® компании FairFieldNodal.

Наземно-скважинные технологии для инженерной геофизики рассмотрены в разделе «Геофизические технологии».

Хочу обратить Ваше внимание на статью В.Ю.Зайченко, посвященную проблемам, связанным со вступлением России в ВТО (раздел «Экономика»).

Подытоживая все выше сказанное, мы надеемся, что каждый читатель данного номера журнала найдет тему, новость или идею, которая будет ему интересна и актуальна. Если это так, то девиз нашего журнала «Работаем с Вами, работаем для Вас» полностью отражен в данном номере.

Всего наилучшего
Главный редактор журнала



Турлов П.А.

Сейсморазведка и критерии подлинности науки

Шехтман Г.А., ВНИИГеофизика, г. Москва

В этом году исполнилось 110 лет со дня рождения одного из основоположников отечественной сейсморазведки Григория Александровича Гамбурцева. Эта дата явилась поводом для написания данной статьи.

Мне ни разу не пришлось даже увидеть Григория Александровича Гамбурцева, разве что лишь на фотоснимках, портретах и его автопортрете. Я принадлежу к следующему поколению геофизиков, которому еще посчастливилось услышать устные рассказы о нем от его коллег и учеников, а также читать их воспоминания. Образ этого талантливого человека, успевшего, несмотря на его короткую жизнь, много сделать для сейсморазведки, вырисовывается вполне отчетливо.

Напомню те качества Григория Александровича, которые восхищали его современников: могучий талант, необычная разносторонность интересов и знаний, предельная преданность науке, целеустремленность, высокая порядочность в научных исследованиях, нетерпимое отношение ко всякого рода псевдонаучному жульничеству, делячеству и воинственному невежеству. И при этом – доверие к честности и порядочности окружающих его людей.

Научное наследие, доставшееся нам от школы Г.А.Гамбурцева, бесценно. На нашу долю выпало не только его развивать, но и умело защищать от всяческих «подкопов» под сами основы сейсморазведки как науки.

Спор о том, является ли сейсморазведка прикладной наукой и даже является ли она наукой вообще, имеет давнюю историю. Академик Г.А.Гамбурцев в своей статье (1947) отмечал, что разведочная сейсмика является не только прикладной наукой, но способна решать и фундаментальные задачи, в том числе теоретические, связанные, в частности, с теорией распространения волн в слоистых и неоднородных средах. Вот как виделись ему стоящие перед ней задачи:

«Основные задачи экспериментальной сейсмологии заключаются в изучении физики сейсмических волн, условий их возбуждения и распространения в реальных геологических средах, и особенно в изучении строения и сейсмических свойств земной коры и слагающих ее горных пород путем расшифровки записей искусственных землетрясений».

То, что сейсморазведку (экспериментальную сейсмологию) директор Института физики Земли (ИФЗ) АН СССР академик М.А. Садовский относил только к прикладной науке, сыграло свою роль в процессе разрушения этого научного направления в Институте физики Земли. Сейсморазведка в этом институте практически прекратила свое существование.

Чтобы перейти к вопросу, обозначенному заголовком данной статьи, для начала кратко напомню принятые в философии науки критерии, свидетельствующие о научности рассматриваемой области знаний.

При решении вопроса о том, соответствует ли какое-либо научное направление требованиям подлинности этого направления как науки, применяют критерии подтверждения (верификации) и опровержения (фальсификации), предложенные Карлом Поппером в конце XIX века. Исходным пунктом такого подхода является асимметрия между подтверждением и опровержением. Эти две взаимосвязанные операции — подтверждение и опровержение — явно неравноправны. Достаточно одного противоречащего факта, чтобы окончательно опровергнуть общее утверждение, и, вместе с тем, сколь угодно большое число подтверждающих примеров

не способно раз и навсегда узаконить такое утверждение, превратить его в истину. Асимметрия подтверждения и опровержения опирается на схему рассуждения, которую называют принципом фальсификации. Принцип фальсификации является законом классической логики и суть его состоит в том, что подлинная наука должна всегда оставлять шанс для проверки, при желании, основных концепций, положенных в ее основу. Всякое научное положение с точки зрения философии науки должно допускать возможность своего опровержения и только в этом случае оно заслуживает серьезного рассмотрения. Утверждения и иные научные положения (гипотезы, теории), которые в принципе не могут быть подтверждены (верифицированы) или опровергнуты, не считаются, как правило, научными.

В случае сейсморазведки, опирающейся на распространение сейсмических волн в реальных геологических средах, достаточно предоставить оппоненту, сомневающемуся, например, в существовании «лучевой сейсмики», возможность опровергнуть положенную в основу сейсморазведки базовую концепцию (парадигму) путем наблюдений внутри среды. Скважинная сейсморазведка предоставляет великолепную возможность для того, чтобы убедиться в том, что физические возможные сейсмические волны действительно существуют, распространяются от источника на глубину и затем отражаются от сейсмических границ к земной поверхности. Более того, скважинная сейсморазведка предоставляет наиболее очевидную возможность определять скорости распространения сейсмических волн, распространяющихся внутри среды.

Для сейсморазведчиков, воспитанных на устоявшихся классических принципах сейсморазведки, приведенные рассуждения воспринимаются как сами собой разумеющиеся. Тем более что уже более полувека в практике сейсморазведки используется метод вертикального сейсмического профилирования (ВСП).

Азам метода ВСП меня обучил Е.И.Гальперин, ученик Г.А. Гамбурцева, когда я после третьего курса университета попал на практику в Волго-Уральскую комплексную сейсмическую экспедицию ИФЗ. Мне в полевых условиях удалось воочию наблюдать стиль общения между собой лидеров сейсморазведки и ощутить дух науки, царивший в их среде. Помнится, как даже во время обеда в большой палатке, растянутой на базе экспедиции, не затихали разговоры по той или иной сейсморазведочной тематике. И создавалось впечатление, что сейсморазведкой окружающие меня люди не занимаются разве что только во сне. В последующие годы, когда отдел сейсморазведки ИФЗ еще оставался ведущим мозговым центром страны, я старался не пропускать проводившиеся здесь научные семинары, являвшиеся подлинным родником знаний, особенно для молодых специалистов. И когда сейсморазведка в этом академическом институте прекратила свое существование, сотрудники ВНИИГеофизики, где я тогда работал, восприняли это прямотаки как трагедию. Тем более что такая мера напрямую сократила жизнь умнейшего человека – Инны Соломоновны Берзон, руководившей в то время отделом сейсморазведки ИФЗ. Можно понять горечь, с которой это тяжелое для ИФЗ время описывает О.К.Кондратьев (2004), которому судьба уготовила стать последним руководителем этого некогда знаменитого на всю страну отдела. Весьма примечательны его воспоминания о разговоре с М.А.Садовским, который, пытаясь оправдать свою неблаговидную роль в ликвидации отдела сейсморазведки, «прямо говорил о том, что академическому институту подобная ответственность ни к чему». О.К. Кондратьему, впитавшему в себя установку его

учителей на то, что теория не может развиваться без проверки практикой, претила подобная «перестраховочная» позиция, и он вскоре вынужден был перейти работать во ВНИИГеофизику, где смог проработать еще четверть века.

Е.И.Гальперин был большим скептиком в части любых направлений, не вполне проверенных экспериментом. Это ценное качество он унаследовал от своего учителя и руководствовался им всю жизнь. Он неоднократно собирал совещания и семинары, неизменно привлекая специалистов со всей страны. Мы все обменивались опытом, идеями и демонстрировали новые результаты. В качестве арбитра при этом неизменно выступал Гальперин. Генераторов идей он обычно осаживал вопросом: «А вы на практике это уже опробовали?». Важнейшим критерием значимости чего-то нового для него был эксперимент. Не щадил он, однако, и старые, казалось бы вполне устоявшиеся направления. Понимая при этом, конечно, что любая наука, включая подлинную науку – сейсморазведку, развивается обычно путем преодоления заблуждений. К примеру, продолжительное время ему пришлось заниматься Глубинным Сейсмическим Зондированием (ГСЗ). Но пришло время, когда он, скептически переоценивая прошлый опыт, расшифровал эту аббревиатуру так: «Господи, Скажи, Зачем?». А всё потому, что он, сотрудник академического института, стал беззаветным патриотом сейсморазведки, в которой все можно проверить, в отличие от ГСЗ, бурением, что должно было непременно привлекать в ее ряды исследователей, не боящихся проверки своих выводов неумолимым буровым долотом. В те времена среди геологов и геофизиков появился даже такой шуточный совет: «Чем больше тебе лет, тем более глубокими частями земной коры следует заниматься, чтобы до ухода на пенсию буровое долото не добурилось до твоих разрезов, являющихся плодом фантазии». До боли знакомая позиция «перестраховщиков».

Когда еще были живы ученики и единомышленники Григория Александровича, никому бы в голову не пришло ставить под сомнение справедливость основных принципов, положенных в основу сейсморазведки. Если бы в то время нашелся сумасшедший, который бы объявил, что сейсмических волн, распространяющихся вниз и отражающихся затем вверх, вообще нет, то, в лучшем случае, самой мягкой реакцией на подобные заявления был бы излюбленный ответ крайне интеллигентного академика Г.А.Гамбурцева: «Вы, наверно, шутите». Однако не прошло еще и полувека после его смерти, как объявился именно такой «ниспровергатель» сейсморазведки – А.Г. Гликман, объявивший сейсморазведчиков некими жуликами, всего лишь «подтягивающими» данные сейсморазведки под результаты бурения. Достаточно сказать, что он успел опубликовать несколько статей в профессиональных и в непрофессиональных журналах и газетах, а также в Интернете (2005). Можно было бы не обращать внимания на неграмотные статьи и необоснованные амбиции этого автора, если бы он не получил поддержки от некоторой части геофизического сообщества, которая, не вполне разобравшись, расценила его труды как «альтернативный подход», имеющий право на существование.

Сейсморазведка, продолжая оставаться наиболее точным, хотя и наиболее дорогим, геофизическим методом, неизбежно будет сталкиваться с все более сложными обратными задачами, присущими сложно построенным реальным средам. Обратные задачи, как известно, вообще не корректны, поэтому столь ценными для наземной сейсмораз-

ведки оказываются результаты геофизических исследований в скважинах (ГИС) и метода ВСП. Данные наземной сейсморазведки, надежно увязанные с результатами бурения, позволяют надежно прогнозировать структуру околоскважинного пространства, доступного для ГИС лишь на мизерном удалении от стенки скважины, а также строение и свойства реальной среды в межскважинном пространстве. Эти истины уже стали хрестоматийными для геофизиков, хоть немного смыслящих в современной геологоразведке. Более того, развитие современной скважинно-наземной многоволновой сейсморазведки уже воспринимается большинством сейсморазведчиков как наиболее разумное и рациональное направление, гарантирующее от промахов на этапе интерпретации. Именно благодаря столь мощному методу, как ВСП, сейсморазведка продолжает прочно стоять на ногах и в состоянии быстро и грамотно оценить состоятельность любых новых подходов, включающих подходы явно «шаманские», совершенно не обоснованные ни солидным физико-математическим обеспечением, ни серьезными техническими средствами. На порядок более низкая стоимость «альтернативных» технологий оборачивается подчас на поверку большими потерями по сравнению с классическими технологиями, обкатанными на практике в разнообразных сейсмогеологических условиях.

Кампания, развязанная несколько лет назад против сейсморазведки, вполне вписывается в общую систему оглупления российского общества, характерную для последних десятилетий. Антинаучные тенденции буквально захлестывают страну. Ранее не существовавшее явление – лженаука – превратилась, по меткому определению председателя Комиссии РАН по борьбе с лженаукой Э.П.Круглякова (2009), в «мощную, хорошо организованную силу». Считается, что лженаука, выступающая обычно от имени науки, это злостное и сознательное извращение науки. В эпоху известных реформ в России появилось 120 академий, многие из которых, штампуя небескорыстно «академиков», явно дискредитируют это слово. Остановить этот процесс становится всё труднее и труднее. Однако, похоже, ничего нового в борьбе с псевдонаукой со времен Г.А.Гамбурцева не придумано. Остается лишь брать пример стойкости и непримиримости к своим противникам, которые проявлял этот интеллигентный и на первый взгляд мягкий человек.

Литература

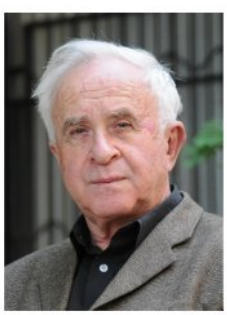
Гамбурцев Г.А., 1947, Развитие экспериментальной сейсмологии в Советском Союзе: Известия АН СССР, сер. Геогр. и геофиз., т. XI, вып. 5

Гликман А.Г., 2005, Эффект акустического резонансного поглощения (АРП) как основа новой парадигмы теории поля упругих колебаний: ГЕОФИЗИКА XXI СТОЛЕТИЯ: 2003-2004 годы. Сборник трудов Пятых и Шестых геофизических Чтений имени В.В.Федынского – Тверь, ООО «Издательство ГЕРС», 293-299.

Кондратьев О.К., 2004, Совершенствование физических основ сейсморазведки – непременное условие ее развития: Физика Земли, 5, 23-30.

Кругляков Э.П., 2009, «Ученые» с большой дороги – 3: Комиссия по борьбе с лженаукой и фальсификацией научных исследований РАН. М.: Наука, 2009, 357 с.

Подробнее об авторе



Шехтман
Григорий Аронович

Главный научный сотрудник лаборатории многоволновой сейсморазведки «ВНИИГеофизики», доктор технических наук

Зачем геофизика нефтяникам?

Феоктистов А. В.,. Феоктистов В.А

Зачем геофизика нефтяникам? Этот вопрос был задан участникам семинара по адаптивной вибросейсморазведке главным редактором журнала «Приборы и системы разведочной геофизики» Павлом Алексеевичем Турловым в мае этого года, как тема одного из будущих выпусков. Казалось бы простой вопрос, а ответ не очевиден. Начнём разбираться с функциональной стороны. Кто же такие нефтяники и газовики, геофизики, геологи и буровики? Почему именно нефтяники «правят бал», а геологи, геофизики, геодезисты и прочие профессии выделены в обслуживающий персонал - нефтесервис? Почему именно в наше время нефть, известная человечеству более 4 тысяч лет, получила главное место в жизни современного человека, названного «углеводородным»?

Про нефть снимают фильмы [1] и пишут книги [2-7]. «Углеводородный человек» - российская документальная лента (2009 г.) об истории нефтегазовой отрасли, о роли энергоресурсов, о борьбе за доступ к нефти и газу. В документальных фильмах разных стран показаны изменения оценок ценности известных энергоносителей угля, нефти, газа и новые технологии их добычи, все стороны взаимоотношений природы и углеводородного человека, спрогнозирована возможность энергетического и экологического кризисов. За нефть ведут войны, на нефти делают большой бизнес [8-19].

Углеводородным человек стал с открытием двигателя внутреннего сгорания и созданием автомобилей, самолётов и ракет, ускоривших темпы жизни и сокративших расстояния многократно. Нефть и газ стали незаменимыми сегодня энергоресурсами, основой химической отрасли, медицины, лёгкой и парфюмерной промышленности, но, в основном, сжигаются с целью получения тепловой и электрической энергии вопреки известному изречению гениального Дмитрия Менделеева: «Сжигать нефть - то же, что топить печь ассигнациями». Вторая половина 19 века и век 20, известный как век индустриальной революции, прошли под знаком нефти, а 21 век уже провозгласили, как век газа, хотя ранее футуристы отдавали его мирному атому.

Нефть и газ двигают с ускорением по лестнице научно-технического прогресса все три волны враждующих цивилизаций, описанных Элвином и Хейди Тоффлерами [20]. Фактически, в экономике Третьей Волны знания заменяют и ресурсы, и транспортировку. Вдобавок ко всему этому, знания также экономят время. Само по себе время является одним из важнейших экономических ресурсов. Революционной экономику Третьей Волны делает тот факт, что если земля, труд, сырье и, может быть, даже капитал могут рассматриваться как ограниченные ресурсы, то знания фактически неистощимы.

Современный рынок явно глобализируется. Начинается тотальная конкуренция всех со всеми. На первый план выходит способность занять свое уникальное место в сети глобальных рыночных связей. А это возможно только при условии привлечения внимания к своему бизнесу. В этом плане современный бизнес все более сближается по своей технологии с шоу-бизнесом и социально-культурной деятельностью в целом. В своем технологическом содержании современный менеджмент окончатель-

но приобрел черты и формы технологии социально-культурной деятельности. Поэтому добиться успеха стало возможным только либо предложив совершенно новый товар (на который просто еще не было спроса), либо традиционный товар высочайшего качества, который не может сделать никто из конкурентов, либо традиционный товар традиционного качества, но с не имеющей аналогов послепродажной ответственностью или сопутствующими услугами. Очевидно, что эта ситуация существенным образом меняет и бизнес, и маркетинг: не столько изучать спрос, сколько его создавать.

О геофизиках, нефтяниках и геоинженерах

Известно, что первые скважины для промышленной добычи нефти начали бурить американцы в Пенсильвании в 1859 году. Нефтяник и буровик в то время были одной профессией. Первая продуктивная скважина, пробуренная полковником Эдвином Л. Дрейком была глубиной всего 18 м [4, 5]. На Кубани фонтан нефти с глубины 80 м. был получен в 1864 году. До 1930-х годов в большинстве стран мира нефть добывалась с глубины до 300 м., на Кавказе – до 1000 м. Позже глубина бурения скважин на нефть возрастала на 500 м. в каждые 10 лет. [4-7]. Благодаря нефти стали бурно развиваться технологии бурения и новые науки в приложении к поиску, разведке и добыче нефти и газа. В частности, появились новые дисциплины - геофизика наземная и скважинная, геохимия, нефтепромысловая геология с многочисленными ответвлениями по литологии, стратиграфии, тектонике, морфологии ловушек и т.д.

Согласно [5], поговорка нефтедобытчиков гласит, что в скважины ушло больше денег, чем вернулось обратно! Наличие 80% «сухих» скважин обострило конкуренцию узко специализированных дисциплин среди профессионального сообщества американских инженеров-нефтяников, что в журнале «Journal of Petroleum Technology» в 1957 году описано так: «Геофизик - это субъект, способный с бодрой силой духа выворачивать бесконечные ряды непостижимых формул, выведенных с микроскопической точностью, исходя из неопределенных предположений, основанных на спорных данных, полученных из неубедительных экспериментов, выполненных с неконтролируемой аппаратурой лицами подозрительной надежности и сомнительных умственных способностей. И все это - с открыто признаваемой целью раздражать и путать химерическую группу фанатиков, известных под именем геологов, которые, в свою очередь, являются паразитическим наслоением, окружающим честно и тяжело работающих буровиков».

Разведка и добыча нефти и газа в современной западной литературе обозначается аббревиатурой «E & P - Exploration and Production». В нефтяной промышленности число узко специализированных дисциплин, обслуживающих добычу, доставку и переработку нефти, быстро росло с ростом цен на нефть. При уменьшении спроса на нефтепродукты и при системных кризисах, вызванных политическими причинами, вертикально интегрированные компании избавлялись от непрофильных бизнесов (нефтесервиса). Геофизика входила и в основной бизнес нефтяных компаний, и в нефтесервис, в разных конфигурациях, будучи способной измерять физические параметры пластов нефтяных и газовых резервуаров, делать «зрячими» пробуренные скважины, прогнозировать успешность бурения и направлять строительство скважин.

Эволюцию технологии добычи (PRODUCTION TECHNOLOGY) описал Aminzaden F. в [21]. В статье наглядно показаны фундаментальные организационные и технологические изменения в мировоззрении мировых нефтяных компаний за период с 1965 года по 2005 год. Техническая революция и быстрое накопление знаний в нефтяной промышленности в период с 1965 по 1975 г.г. создали из единой технологии добычи множество узких дисциплин в 1975-1985 г.г. Однако дисциплины, ускоренно развиваясь в собственных рамках, стали отдаляться друг от друга и конечной цели, что привело в 1985-1995 г.г. к сокращению числа дисциплин вдвое за счёт их интеграции. Компьютеризация в этот период дала возможность освобождения творческого начала от рутинной технической работы и потребовала значительно более широких познаний при использовании технологий, интегрирующих разные дисциплины. При этом выяснилось, что интеграция результатов работы отдельных групп, состоящих только из специалистов узких дисциплин (буровиков или разработчиков, геологов, петрофизиков или геофизиков и т.д.) гораздо менее эффективна, чем работа мультидисциплинарных групп в многоцелевом проекте. Выигрыш достигается за счёт взаимоуточнения и увязки исходных данных разных дисциплин на самых ранних стадиях разработки месторождения с их взаимоконтролем и выдачей единого общего результата (освоение месторождения, оптимизация разработки пласта, поиски УВ в нетрадиционных ловушках и т.д.). Прогнозируемое к 2005 году слияние дисциплин опять в единую технологию добычи и объединение специалистов в единое общество «гео-инженеров» почти состоялось в рамках 3D и 4D-моделирования резервуаров на основе проведения объёмной сейсморазведки [22, 23]. Исследования в области технологий в нефтегазовой отрасли и за рубежом и в России отдают приоритет широкой интеграции дисциплин разведки и разработки нефтегазовых резервуаров («E & P - Exploration and Production»). По сути, «E & P» - это единая база всех знаний о месторождении и средствах его оптимальной разработки, а геофизика является интегратором-измерителем при 3D--4D моделировании. В [22] это моделирование считают новым направлением в науке и называют геофизикой месторождений.

В технико-методическом плане 3D-4D моделирование это синтез компьютерных, информационных технологий, разумной приборной оснастки скважин и специализированного программного обеспечения для обработки и интерпретации геолого-геофизической информации в четырёхмерном пространстве с общей базой данных и экспертными системами, позволяющими принимать технологические и управленческие решения. Внедрение этих технологий требует специалистов-универсалов, которые способны осуществлять «единый мониторинг работ: от сейсмических наблюдений до результатов моделирования резервуара и контроля процесса разработки месторождения » [23].

До начала 90-х годов прошлого века основные перспективы развития «нефтяной» геофизики связывались с наземной сейсморазведкой. Однако, несмотря на попытки расширения частотного диапазона, наземная сейсморазведка все-таки не смогла обеспечить желаемую разрешающую способность при решении задач обнаружения и прослеживания тонких пластов коллекторов. Кроме того, попытки напрямую перейти от сейсмического волнового поля к петрофизическим параметрам, в целом, пока не увен-

чалась успехом. С 90-х годов отчётливо проступает тенденция неуклонно растущего интереса к скважинной и подземной сейсморазведке. Начиная с совещания SEG,- EAEG и всех ведущих нефтяных компаний в Далласе в августе 1988 г основные пути «E & P» развивались по следующим направлениям:

1 - разработка новых методов каротажа и совершенствование традиционных;

2 - определение физических свойств породы с учётом максимального числа измеряемых параметров;

3 - разработка новых типов скважинных источников и приёмников;

4 - использование межскважинной сейсмической томографии, создание новых методик ПМВСП и трёхмерной сейсморазведки;

5 - развитие скважинных электромагнитных методов, в т.ч. межскважинной электромагнитной томографии;

6 - совершенствование методов скважинного опробования продуктивности пластов;

7 - налаживание эффективного сотрудничества представителей различных геофизических, геохимических и геологических методов «E & P»;

8- разработка эффективных методов комплексирования, включающих статистический анализ в пространствах большой размерности, адаптированных с учётом геофизической специфики.

Необходимо подчеркнуть, что налаживанию эффективного сотрудничества представителей различных геофизических, геохимических, геологических методов и компьютерных технологий в «E & P» уделяется особое внимание и сегодня. Многие геологические задачи основываются на системном анализе многомерных связей большого числа параметров и принципиально не решаются «невооружённым мозгом» даже коллектива высококвалифицированных специалистов. Пропуском в технологическую революцию (все же больше похожую на эволюцию) станет организация тесного взаимодействия между различными научными дисциплинами и подготовка специалистов по нескольким областям знаний при условии высокого уровня развития фундаментальной науки. Вопросы интеграции и роли геофизики в радикальном ускорении научно-технический прогресса ранее уже затрагивались автором [24-26]. Специалисты ООО «ЦГЭ» в [27] также считают, что «научно-технический прогресс, ценность и высокая потребительная стоимость углеводородного сырья обеспечили бурный рост информационной базы геологоразведочного процесса и, в первую очередь, результатов геофизических методов. Развитие геофизики постепенно меняет облик геологической науки, превращая ее из описательной в точную, инструментальную и метрологически обеспеченную. Этот процесс развивается достаточно быстро. Особенно следует отметить нарастающее развитие сейсморазведки, этого безальтернативного геофизического метода, позволяющего детально изучать не только строение среды, но в последнее время и техногенные процессы, возникающие в период разработки».

В настоящее время лучшие специалисты-гефизики состоят в постоянном штате нефтяных компаний и обеспечивают снижение рисков бурения «сухих» скважин и геолого-экономическую эффективность разработки за счёт всестороннего учёта вариаций изменения параметров геолого-технологических моделей месторождений. Например, в нефтяной компании «Шелл» более 1500 геофизиков, а нефтяная компания «Экссон» стала самой прибыльной за счёт разработки и

внедрения сейсмовидения (методики СЕЙСМОСТРАТИГРАФИИ, получившей всемирное признание).

О пике нефти и газа

Самый известный в мире геофизик Марион Кинг Хабберт прославился созданием математической модели добычи нефти, которая предсказывает, что общее количество добытой нефти как функция времени следует логистической кривой. Темп добычи нефти является производной логистической функции по времени. График такой производной имеет колоколообразную форму. Эта кривая в настоящее время известна как кривая Хабберта или «пик нефти» [28, 29]. Хабберт в 1956 году предсказал, что пик добычи нефти в континентальной части США придётся на интервал 1965-1970 годов. Добыча нефти в США с 1971 года постоянно убывает и запасы нефти будут исчерпаны до конца 21 века [28]. Сбывшийся прогноз привлёк внимание к изучению проблемы других учёных.

Геолог Колин Кэмпбелл, представляющий «Ассоциацию по исследованию пика нефти и газа», вычислил, что глобальная добыча нефти уже достигла пика весной 2004, хотя и на темпе 23 ГБ/г (гигабаррелей в год), а не Хаббертовском 13 ГБ/г. Колин Кэмпбелл, автор книги «Надвигающийся Нефтяной Кризис», вышедшей в 2003 году, доказывает, что пик периода открытия новых крупных нефтяных месторождений был достигнут в 1960-е годы. С тех пор человечество использует больше нефти, чем вновь открывает. Этот и ряд других подобных факторов, подтверждают, что мир медленно, но верно движется к колоссальному нефтяному кризису [30]. Без нефти нет экономического роста. Без экономического роста капитализм не работает. Запад требует от всех, от кого можно требовать, кого можно заставить, наращивать добычу нефти.

После урагана «Катрина», Саудовская Аравия признала, что она просто не в состоянии увеличить добычу настолько, чтобы скомпенсировать добычу на потерянных добывающих платформах в Мексиканском заливе. Многие сочли это началом финального нефтяного кризиса, в ходе которого общее количество доступной нефти в мире начнёт постепенно, но необратимо снижаться. Серьёзные доводы и доказательства близкого заката «углеводородного пиршества» в Саудовской Аравии и в мире приводятся в исследованиях инвестиционного банкира - нефтяного инсайдера - советника президента Буша (младшего) - одного из персонажей документального фильма «О Деньгах: война за нефть» (США, 2003) Мэттью Симмонса [31]. Выводы Симмонса подтверждаются материалами Мэтта Савинара, автора книги «Нефтяной век завершился», интернет-ресурс которого переведён на русский язык и доступен в рунете [32]. Симмонс свои аргументы строит на EROI (Energy Return On Investment – коэффициент показывающий сколько энергии мы получаем при добыче УВ на единицу затраченной энергии). В 1960-х EROI был равен 100 (при затратах единицы энергии нефтяники получали из скважины 100). Это признак – дешевой энергии. EROI падал на 2 еденицы каждый год и в 2000 году был равен 20 (для новых открываемых месторождений).

На сегодняшний день EROI для новых месторождений близок к 0. С точки зрения энергетической выгодности – новые месторождения нефти открывать и разрабатывать бессмысленно. По мнению Симмонса, эксперименты с улучшением энергетических показателей процесса бурения привели к катастрофе в Мексиканском заливе (взрыв на платформе BP в апреле 2010 года). Мир,

цивилизация – держатся на дешёвой энергии. Её дают 300 крупнейших месторождений нефти с EROI равным 100. Но с каждым годом добыча падает на 10 процентов. Заменить эти потери нечем – EROI новых месторождений близок к 1. Не все нефтяники разделяют мнение сторонников близкого пика нефти и газа, но очень мало оптимистов, считающих, что абиогенные нефть и газ возобновляют круговорот углеводородов в природе и важно сбалансировать скорость потребления со скоростью «дыхания» (дегазации) планеты.

Нефтепромышленные группы, входящие в десятку крупнейших, в 2005 году истратили 8 млрд. долларов на геологоразведку. Однако, в общей сложности, найденные в результате рентабельные месторождения оцениваются в сумму чуть менее 4 млрд. долларов. В предшествующие два года наблюдалась сходная, хотя и менее выраженная картина [32]. Другими словами, значительные месторождения находят столь редко, что их поиск стал убыточным. Вследствие этого, многие крупные нефтяные компании оказались не способны возобновлять свои стремительно убывающие запасы. Отчет, изданный в июне 2006-го года, показал, что пять крупнейших нефтяных компаний сосредоточились на разработке имеющихся запасов и не идут в геологоразведку. Это вежливый способ сказать: «среди еще не открытых месторождений не осталось достаточно больших — таких, чьи размеры оправдывали бы трату времени и денег на их поиск.» [32].

Также, хотя американские нефтеперегонные заводы работают на полную мощность, ни одного нового не было построено с 1976-го года. Нефтяные танкеры заполняются до отказа, но старые корабли списывают быстрее, чем строят новые.

В дополнение к спаду инвестиций в геологоразведку и расширение заводских мощностей, нефтяные компании еще и поглощают друг друга так, как будто отрасль уже одной ногой в могиле. Слияния и поглощения – это корпоративный эквивалент каннибализма. Когда в отрасли начинается спад или крах, более крупные и могущественные компании захватывают имущество более мелких и слабых. Нефтяные гиганты также (втихую) выкупают свои собственные акции с угрожающей скоростью.

Настоящая причина, по которой уже более тридцати лет, как прекращено строительство нефтеперегонных сооружений, проста: ни одна нефтяная компания, которая хочет остаться в прибыли, не станет вкладывать в них деньги, зная, что нефти для перегонки будет все меньше и меньше.

Геологическая служба США (USGS) считает, что запасы нефти достаточны для продолжения добычи в течение 50-100 лет при текущей скорости добычи. Исследование USGS мировых запасов нефти, датированное 2000 г., указывает на возможный пик нефтедобычи в 2037 г. Британский Совет по энергетическим исследованиям предсказывает наступления «пика нефти» в 2020-е годы. Международное энергетическое агентство (IEA) — в 2030 году. Индийские учёные «пик нефти» датируют 2035-м годом. Оценки российских учёных озвучил академик А.Э. Конторович на 20 Мировом нефтяном конгрессе в декабре 2011 года в Катаре. В период между 20-ми и 30-ми годами текущего века объём мировой добычи «лёгкой» нефти неминуемо начнёт снижаться. Чем отличается «тяжёлая» нефть от «лёгкой» россиянам показали на канале «Россия» 19.07.2011 в документальном фильме «Тяжёлая нефть». Когда открыли Ромашкинское

месторождение, Самотлор и другие гиганты EROI был равен 100. Для открытых месторождений конца 20 века EROI меньше 20 [31]. Для новых месторождений в Арктике и северном шельфе РФ возможен коэффициент EROI уже меньше единицы. То есть все чудесные инновации о которых говорили на 20 Мировом нефтяном конгрессе никогда не окупят энергию, затраченную на открытия новых месторождений и на их разработку.

Пик газа закономерно последует за пиком нефти. Временной интервал между пиком нефти и пиком газа считается «газовой паузой», в период которой человечество должно перейти на альтернативные источники энергии. Пока компании, получившие дешёвые кредиты от правительства на развитие чистых технологий возобновляемой энергии банкротятся одна за другой [32]. Показательно заявление министра обороны США Леона Панетты в мае этого года. По его словам, военно-морской флот страны берет на себя обязательство к 2025 году добиться того, чтобы 50% кораблей передвигались с использованием альтернативного топлива. Это самый амбициозный и дорогостоящий проект по использованию возобновляемых источников энергии.

Будут ли нефтяники разрабатывать и внедрять альтернативные источники энергии? Вряд ли. А вот геофизики смогли бы при желании, но это будут новые геофизики не привязанные к «нефтесервису». Ведь технологические инновации в нефтяной промышленности, в основном, обеспечивала именно геофизика [3, 22-27, 33-35].

Глобальный финансовый кризис и глобальная конкуренция

На нефтяном рынке компании США и России начали конкурировать с момента начала промышленной добычи нефти и газа. В начале 20-го века Россия на короткое время стала страной, производившей самый большой объём нефти. Но первая мировая война и Октябрьская революция подкосили нефтяной бизнес России. Следует отметить, что весомую долю в развитии нефтяной и газовой промышленности России тех лет внесли семейства Нобелей и Ротшильдов [4-7]. В Америке в это же время были открыты новые месторождения в Калифорнии, Техасе, Оклахоме. Компания Standart Oil Group, принадлежащая Джону Рокфеллеру, уже тогда применяла вертикальную интеграцию для установления монополии. США вышли на первое место среди нефтедобывающих стран и удерживали это первенство вплоть до середины прошлого века. Самым крупным потребителем нефти в мире США остаётся и сегодня. Вертикально интегрированные нефтяные компании (ВИНК), известные как "Семь Сестёр" доминируют на мировом рынке: Exxon, Chevron, Mobil, Gulf, Texaco, BP и Shell. К 1949 году нефтяным “Сестричкам” принадлежало четыре пятых известных нефтерезервов, расположенных вне США и СССР, причём они контролировали девять десятых мировой добычи, три четверти перегонки, две трети флота танкеров и владели практически всей сетью нефтепроводов. Монополизация рынка ВИНК нужна была для повышения цены на нефть. Мелкие компании и предприниматели демпинговали ценами, что лихорадило рынок и вызывало мелкие кризисы. Крупные кризисы связаны с политическими событиями (войны, эмбарго, национализация недр, создание ОПЕК, распад СССР) и приводили к скачкообразному изменению цен УВ и перестройке рынков [8-19]. Конкуренция ВИНК, преобразованных в транснациональные компании (ТНК) с

бюджетом, часто превышающим бюджет ряда европейских стран, велась на межгосударственном уровне и «любыми средствами». Например, в области высоких технологий «холодная война» шла в виде промышленного шпионажа, в виде вброса дезинформации и предоставления технологий с «секретными закладками» для ведения экономической войны и привлечением «экономических убийц» [11-13, 16, 18-19]. Интересно, что в новой парадигме управления людьми, системами и процессами конкуренция должна заменяться конструктивным сотрудничеством. Автор новой философии менеджмента У. Эдварс Деминг утверждает: «Мы выросли в условиях конкуренции между людьми, командами, отделами, подразделениями, учениками, школами, университетами. Экономисты учили нас, что конкуренция решит все проблемы. На самом деле конкуренция, как мы теперь видим, деструктивна. Было бы намного лучше, если бы все работали как единая система во имя победы каждого.»

Сложилась парадоксальная ситуация. Рынок глобализируется, а нефтяные месторождения привязаны к национальным границам государств-конкурентов, чьи интересы зачастую враждебны. Транснациональные нефтяные компании работают на территориях национальных государств, а информация о запасах нефти и газа объявлена государственной тайной. Население планеты постоянно растёт, а запасы ископаемой энергии и других не возобновляемых ресурсов быстро уменьшаются. Эти парадоксы привели к глобальному финансовому кризису.

Нефтяные компании в период кризисов начинают избавляться от непрофильных активов. В непрофильные активы попадают геофизические подразделения, относимые к «нефтесервису» [33-35]. В первую очередь выводят в «свободный поиск» геологоразведку по причине урезания затрат на текущие проекты. Отсутствие дешёвых кредитов гибельно для поиска и освоения новых месторождений, особенно удалённых от районов с развитой инфраструктурой. Ведь в таких проектах оборачиваемость капитала низка, средний срок окупаемости вложенных инвестиций от 10 лет. Кризис геологоразведки 90-х годов привел к созданию совместных предприятий российских и иностранных компаний для реализации крупных проектов. «Некое совместное предприятие Polar Pacific, созданное трестом "Дальморнефтегеофизика" и известной американской фирмой Halliburton Geophysical Services, проводило сейсморазведку на шельфах Дальнего Востока. В частности, там, где теперь осуществляются проекты Сахалин 1, 2, 3. Так вот - вся документация испарилась, магнитные носители были вывезены американцами в США, а следов СП найти не удалось даже нашим компетентным органам. Причем российские фигуранты этой истории, включая чиновников областного и федерального уровня, как-то странно путались в показаниях. Но вопрос-то касается региона, в котором сосредоточено, по многим оценкам, 10-13,8 млрд. тонн нефти, то есть фактически будущее российской нефтяной отрасли. Это самая вопиющая из ситуаций, в которой наглость зарубежных партнеров превысила все мыслимые пределы. Кстати, репутация Halliburton и в США далеко не блестяща. Многие скандальные факты о ее деятельности вылились на страницы американской печати во время предвыборной кампании вице-президента США Ричарда Чейни, который входил в руководство Halliburton» [12]. Не лучший пример «честного»

партнёрства-конкуренции. О других примерах несбывшихся ожиданий от качества услуг брендовых компаний Halliburton и Shlumberge упоминалось в [25, 26]. Однако, сотрудничество с иностранными компаниями расширяется несмотря ни на что. Кризис 2009 -2012 г.г. можно со всех сторон изучить по аналитическим статьям в [33-35]. Представлен широкий спектр оценок кризиса и путей его преодоления. Приводятся рецепты достижения успеха и высокой конкурентоспособности для малых, средних и крупных нефтесервисных компаний от теоретиков и практиков, управленцев и специалистов отечественных и зарубежных. С позиций ответа на главный вопрос : «Зачем геофизика нефтяникам?» - лучший ответ такой: – выявить неосознанный спрос и удовлетворить его в инновационном энергоэкономичном варианте. Если заглядывать вдаль, то геофизиков, решивших задачу альтернативной возобновляемой энергетики, можно будет спросить: зачем нефть геофизикам?

Литература.

1. «Топ-10 документальных фильмов про нефть и газ» Topneftegaz.ru , 2011 [электронный ресурс] / Режим доступа: http://topneftegaz.ru/analisis/view/7621;

2. "Нефть России", АОЗТ "Геоинформмарк", Москва, 1996 г.; "Иллюстрированный энциклопедичекий словарь", 1995 г.; соб. инф.

3. «Нефтяная промышленность. Приоритеты научно-технического развития». / Коллектив авт. под общей ред. Шафраника Ю. К. –М., 1996.

4. Дэниел Ергин «Добыча». М.: ДеНово. 1999.

5. Грей Форест «Добыча нефти», пер. с англ. ЗАО «Олим-Бизнес». 2001.

6. Иголкин А., Гаржалцан Ю. Русская нефть, о которой мы так мало знаем. М.: ЗАО «Олим-Бизнес». 2003.

7. Лада Клокова «Черная кровь империи», журнал "Русский мир.ру", №2, 2008 / [электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.nefte.ru/index.shtml.

8. Николай Стариков «Шерше ля нефть. Почему наш Стабилизационный фонд находится ТАМ?»: Питер; Санкт-Петербург; 2009.

9. Наталья Гриб. Газовый император. Россия и новый миропорядок. Издательство: Коммерсантъ, Эксмо, 2009.

10. Роберт Слейтер. Нефть. Кто диктует правила миру, сидящему на сырьевой игле Издательство: Коммерсантъ, Эксмо, 2010.

11. Питер Швайцер - "Победа: Секретная стратегия администрации Рейгана, которая ускорила развал Советского Союза", 1995.

12. Дмитрий Петров «Стратегический контроль над запасами недр - прерогатива государства», "Независимая газета" 9 февраля 2001 [электронный ресурс] / Режим доступа: http://www.nefte.ru/gos/gos13.htm .

13. Андрей Паршев «Почему Америка наступает» Издательство: АСТ, Астрель, 2002.

14. Джульетто Кьеза «Бесконечная война» / пер. с англ., М., «Детектив-Пресс», 2003.

15. А.Кобяков, М.Хазин "Закат империи доллара и конец Pax Americana", М., Издательство "Вече", 2003.

16. Томас Рид "На краю пропасти: история холодной войны. Взгляд изнутри", из-во «Балантайн пресс», 2004.

17. Максим Калашников, Сергей Кугушев «Третий проект» (в 3 книгах), 2000-2005 гг. : [электронный ресурс] / Режим доступа: http://fb.3project.info/index.php?showforum=71.

18. Джон Перкинс - Тайная история американской империи. Экономические убийцы и правда о глобальной коррупции, Альпина Паблишер, 2008.

19. Джон Перкинс - Исповедь экономического убийцы, Издательство: Претекст, 2012.

20. Элвин и Хейди Тоффлеры. Создание новой цивилизации. Политика Третьей Волны. "Сибирская молодежная инициатива", Новосибирск, 1996.

21. Aminzaden F. Future geophysical technology trends // TLE – June, 1996.

22. Таджал Ариффин, Грег Соломон и др. «Инструменты сейсморазведки для разработки месторождений». «Нефтегазовое обозрение». Весна 1997.

23. Ларс Педерсен, Сара Райан и др. «Сейсмическая съёмка для мониторинга коллекторов», «Нефтегазовое обозрение». Весна 1998.

24. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. «К вопросу о промышленном стандарте промысловой сейсмики.», СО ЕАГО, «Приборы и системы разведочной геофизики», 03/2003, тема номера: Многоволновая сейсморазведка.

25. Феоктистов А.В., Феоктистов В.А. «Зачем нужен супервайзер?» (Мифы и реалии сейсморазведки). «Приборы и системы разведочной геофизики», 01/2010.

26. Феоктистов А.В., Лепилин В. М., Феоктистов В.А. «Найти Карачаганак 2!», «Приборы и системы разведочной геофизики», 03/2010.

27. Кашик А.С., Денисов С.Б. «Четырехмерная геология», «Геофизика» № 1, 2002.

28. Hubbert, M. King. (1956) Nuclear Energy and the Fossil Fuels. (англ.) Представлено на весенней конференции Южного отделения Американского института нефти, отель Плаза, Сан Антонио, Техас, Март 7-8-9, 1956.

29. «Пик нефти», Материал из Википедии — свободной энциклопедии [электронный ресурс] / Режим доступа:
http://ru.wikipedia.org/wiki/

30. Colin J. Campbell, «The Coming Oil Crisis», 2004

31. Matthew R. Simmons, «Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy», 2005.

32. Мэтт Савинар, автор книги «Нефтяной век завершился» на сайте: Савинар М. Пик нефти: жизнь после нефтяного краха: [электронный ресурс] / Режим доступа: http://ecocrisis.wordpress.com/civilization/economia/peakoil/

33. «Нефтесервис» №1(5), 2009 [электронный ресурс] / Режим доступа:
www.oilcapital.ru.

34. Портал "Нефть России", «Нефтяное обозрение (oilru.com)» [электронный ресурс] / Режим доступа:
http://www.oilru.com/.

35. Аналитический журнал «Нефть России», [электронный ресурс] / Спецвыпуски: «Нефтяной сервис 2010»: Режим доступа: http://www.oilru.com/files/servis_2010.pdf;
«Нефтяной сервис 2011»: Режим доступа: http://www.oilru.com/files/service_2011.pdf;
«Нефтяной сервис 2012»: Режим доступа: http://www.oilru.com/files/service_2012.pdf;

Подробнее об авторах



Феоктистов
Александр Владимирович



Феоктистов
Владимир Александрович

Главный геофизик
ОАО «Саратовнефтегеофизика».

Новые критерии и рекорды в наземной сейсморазведке

Череповский А.В., SERCEL, г.Москва

Время пересматривать критерии

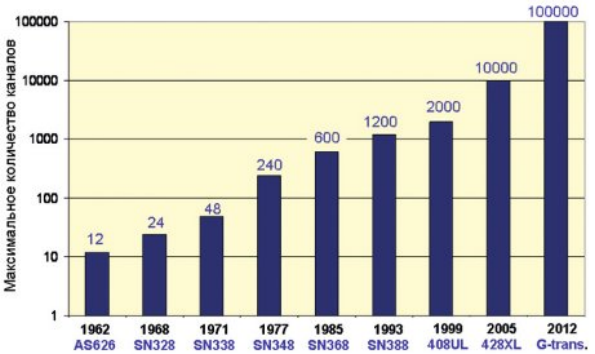
Первый эксперимент по регистрации площадных сейсмических данных с использованием системы наблюдений «крест» был выполнен по заказу компании Exxon в окрестностях Хьюстона ещё в 1967 году. А первая коммерческая съёмка 3D была выполнена в 1972 году, в штате Нью-Мексико, компанией GSI (Geophysical Service). Коллективным заказчиком тогда выступила группа из 6 крупнейших американских нефтяных компаний, которые хотели проверить технологичность и практическую ценность трёхмерных сейсмических исследований. По сегодняшним меркам эту съёмку трудно назвать трёхмерной – скорее, это была серия «широких профилей». Полевые работы заняли не более одного месяца, но обработка массива данных из полумиллиона трасс заняла 2 года!

Тем не менее, данный проект стал важным этапом в развитии сейсморазведочной отрасли благодаря тому, что первые данные 3D продемонстрировали очень высокую информативность метода: они подтвердили оптимальное положение 9 добывающих скважин, объяснили наличие 3 сухих скважин и позволили выбрать точки заложения нескольких новых скважин. И в течение буквально одного десятилетия сейсмика 3D стала эффективным и экономичным инструментом оптимизации разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Начавшийся в 80-е годы двадцатого века переход на трёхмерную сейсморазведку многие геофизики относят к третьей революции. А к первым двум революциям относят переход от сейсморазведки на преломлённых волнах к сейсморазведке на отражённых волнах (20-е и 30-е годы) и переход от аналоговой регистрации к цифровой регистрации (60-е и 70-е годы). Тогда мировыми лидерами в разработке сейсморазведочной аппаратуры были американские компании Texas Instruments и GSI, которые внедрили транзисторы, запись на магнитную ленту, и в 1961 году разработали первую цифровую регистрирующую станцию и ЭВМ для обработки сейсмических данных.

В эпоху реализации первых съёмок 3D в США большинство регистрирующих станций были 24-канальными и 48-канальные станции только начали появляться. Такая канальность сейсмостанций была недостаточной не только для съёмок 3D, но и для профилирования 2D, и долгие годы сейсмостанции приходилось «спаривать», то есть использовать в режиме ведущий/ведомый. В России так работали сначала с аналоговыми 24-канальными станциями СМОВ-0-24, а позднее – с цифровыми 96-канальными станциями Прогресс-2.

Таким образом, в 70-е и 80-е годы двадцатого века потребности отрасли были намного выше, чем технические возможности сейсмостанций, и эта ситуация продолжалась примерно до 1990 года, когда появились станции с максимальным количеством регистрируемых каналов 1000 и больше (Рис.1). Что касается нашей компании, то её удачной коммерческой разработкой, ставшей на многие годы одной из самых популярных регистрирующих систем во всём мире и в России, стала SN388 (1200 каналов максимум), выпущенная в 1993 году. В России до сих пор сохранилось технически исправное оборудование этой серии, и оно может использоваться для работ 2D.



▲ *Рис. 1. Максимально возможное количество регистрируемых каналов (при одном поперечном кабеле в расстановке 3D) в логарифмической шкале – на примере сейсмостанций компании SERCEL.*

На сегодняшний день самой популярной регистрирующей системой в мире и в России является 428XL, способная регистрировать до 100 тысяч каналов (при использовании 10 поперечных кабелей) с шагом дискретизации 2 мс. Но необходимо отметить, что эта регистрирующая система совместима с новым оптоволоконным поперечным кабелем Giga-Transverse, который позволяет передавать в реальном времени 100 тысяч каналов. Применение нескольких таких поперечных кабелей («хребтов») в одной приёмной расстановке даёт возможность регистрировать сотни тысяч каналов и делает реальностью регистрацию до одного миллиона каналов!

С появлением цифровых регистрирующих систем, способных записывать 1000 и более каналов, доля съёмок 3D стала быстро расти и геофизики стали вырабатывать и опробовать наилучшие приёмы работ, которые затем стали правилами и критериями. Вот некоторые из этих критериев [9]:

1) Данные должны иметь высокую кратность (по ОГТ);

2) Предпочтительно равномерное распределение удалений в бинах;

3) Узкоазимутальные системы наблюдений предпочтительны, поскольку они дают более равномерное распределение удалений в бинах;

4) Полевые (исходные) записи должны иметь хорошее отношение синал /помеха (С/П);

5) Группирование источников и приёмников, как правило, необходимо для получения хорошего отношения С/П;

6) Чтобы получить хорошее отношение С/П, нужно минимизировать помехи в пределах приёмной расстановки во время работ.

Со временем возможности регистрирующих станций стали соответствовать запросам геофизиков-планировщиков съёмок 3D и намного превышать их. На сегодняшний день геофизики имеют возможность регистрировать сотни тысяч каналов, и новые аппаратурно-методические решения заставляют пересмотреть критерии, ставшие общепринятыми в нашей отрасли и по-прежнему не подвергающиеся сомнению во многих регионах мира.

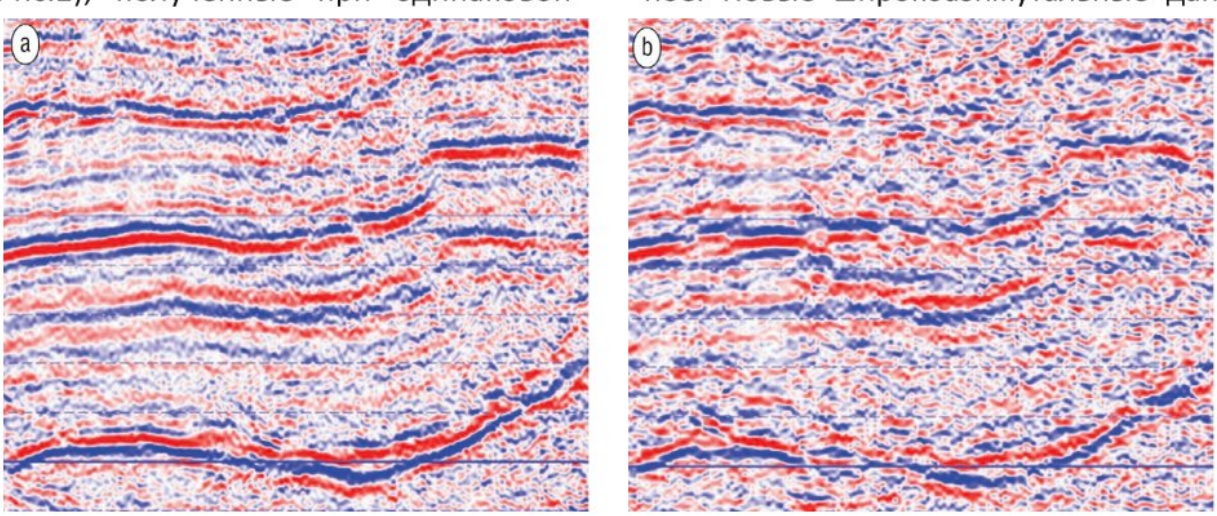
Плотность наблюдений

На ранних этапах применения сейсморазведки 3D большое внимание уделялось получению как можно более равномерного распределения удалений в бинах [9]. Этого можно было достичь даже с небольшим количеством регистрирующих каналов при относительно узкоазимутальных приёмных расстановках. Хотя широкоазимутальные расстановки не могут обеспечить равномерное распределение удалений в бинах, многие геофизики придерживались мнения, что именно широкоазимутальные расстановки позволят улучшить изображения изучаемых объектов даже в случае сложнопостроенных сред. Жаркие дебаты на эту тему продолжались многие годы, но они, фактически, были попыткой найти компромисс между узкоазиму-

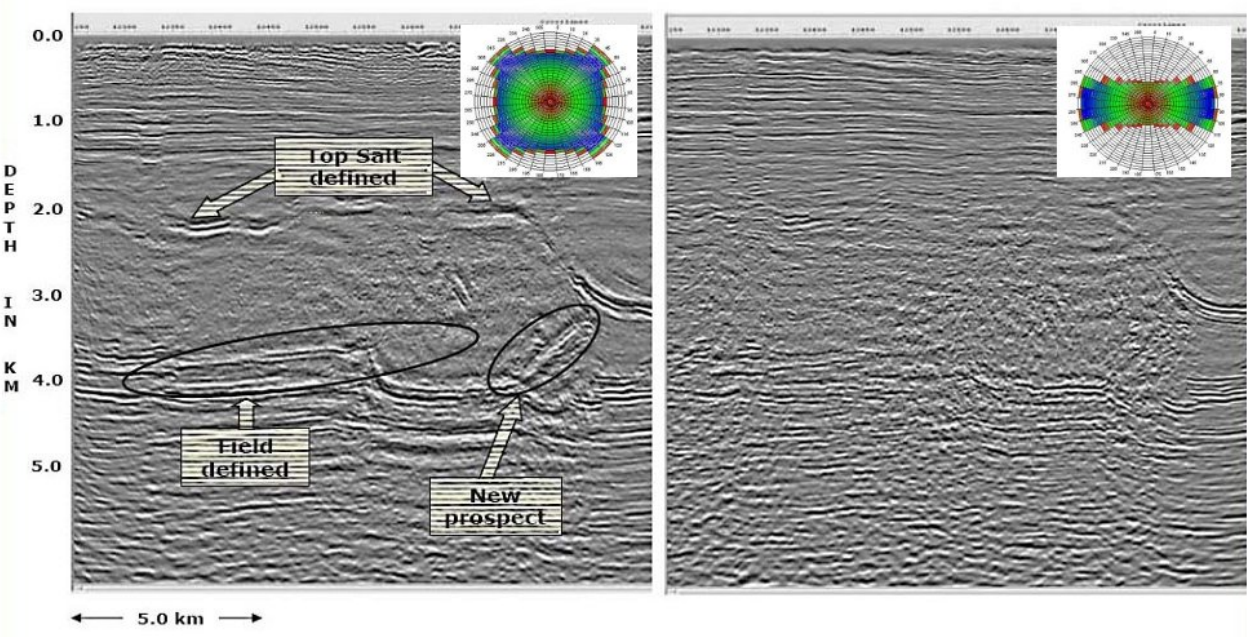
тальными съёмками с хорошим распределением удалений в бинах и широкоазимутальными съёмками с плохим распределением удалений в бинах. С увеличением канальности регистрирующих станций и повышением плотности наблюдений, а также с изменением подходов к обработке широкоазимутальных данных, общепринятым критерием стало достижение хорошего распределения удалений в каждом из азимутальных секторов, на которые разбивается исходный массив данных для применения азимутально-зависимых процедур и алгоритмов.

В конце 1990-х годов геофизики стали уделять больше внимания процессам построения изображений среды и алгоритмам миграции до суммирования. Стало очевидным, что качество изображения обеспечивает, в первую очередь, не кратность по ОГТ, а дискретность зарегистрированного волнового поля по удалениям и азимутам. Малькольм Лансли ещё в 2004 году обсуждал отказ от критерия «кратность» и замену его критерием «плотность трасс на кв.км» [8], приводя в качестве иллюстрации изображения среды разного качества (Рис.2), полученные при одинаковой кратности суммирования, но с разным размером бина (то есть с разной плотностью трасс на кв.км). Широкие возможности новых регистрирующих систем позволили применить эту философию и сделать стандартными съёмки с высокой плотностью наблюдений во многих регионах мира, особенно на открытой местности в Северной Африке и на Ближнем Востоке. Но в регионах со сложными поверхностными условиями (лес, сельскохозяйственные угодья, промышленная инфрастурктура) возможности повышения плотности трасс на кв.км ограничены…

На рис.3 сравниваются старые узкоазимутальные данные с плотностью трасс порядка 160000 трасс на кв.км с широкоазимутальными высокоплотными данными 2009 года, полученными в южно-оманском солянокупольном бассейне. Улучшение качества изображения связано как с широкой азимутальностью, так и с высокой плотностью наблюдения, и эти эффекты нельзя отделить друг от друга, поскольку обработка широкоазимутальных данных гораздо проблематичнее, если распределение удалений в отдельных азимутальных секторах нестабильное. Новые широкоазимутальные дан-



▲ *Рис. 2. Вертикальные сечения мигрированных кубов данных с одинаковой кратностью суммирования (48), но с разным размером бина: слева – бин 55 х 55 футов (16,5 х 16,5 м), а справа - бин 110 х 165 футов (33 х 50 м).*



▲ *Рис. 3. Сравнение вертикальных сечений кубов данных, полученных при широкоазимутальных наблюдениях (слева) и при узкоазимутальных наблюдениях (справа). На изображении слева уверенно прослеживаются кровля и подошва соленосной толщи, а также выделяется межсолевой пропласток.*

ные были получены с помощью мегапартии, обладавшей 25 тысячами каналов Sercel 428XL и группами геофонов по 12 штук.. Шаг между пунктами приёма (ПП) был равен 25 м, а шаг между линиями приёма (ЛП) – 200 м. В этой вибропартии применялись 16 одиночных вибраторов, работающих по сетке пунктов возбуждения 50 х 50 м. Плотность трасс составила 6,4 млн. трасс на кв.км, что в 40 раз больше, чем в предыдущих съёмках в этой стране.

Обратим внимание, что не только в этой съёмке, но и во многих других примерах высокоплотных съёмок 3D на открытой местности расстояния между линиями возбуждения и пунктами возбуждения становятся одинаковыми, а понятие «линия возбуждения» стирается. Общепринятым термином для такой методики вибросейсморазведки становится «ковровый отстрел» (carpet shooting).

Точечные источники и приёмники

Когда сейсмограммы 2D были основным материалом, используемым интерпретаторами, отношение сигнал/помеха (С/П) на исходных записях имело очень большое значение. Даже после изобретения метода ОГТ (или ОСТ) сейсмограммы ОПВ часто подвергались и подвергаются той или иной обработке (пикировка первых вступлений для расчёта статпоправок, пикировка отражений для построения начальной скоростной модели и т.д.). Для повышения качества исходных данных повсеместно применялись большие группы геофонов, ослаблявшие как микросейсмы, так и волны-помехи, генерируемые источниками упругих колебаний. Но в то же время, группы геофонов ослабляли и сигнал, который мы хотели зарегистрировать [2, 3]. И по мере повышения плотности наблюдений – или сокращения интервалов между ПВ и ПП – от длинных групп стали отказываться во избежание их перекрытия.

Одновременно уменьшалось и количество приёмников в группах вплоть до одиночных датчиков, которые всё чаще применяются при высокоплотных съёмках 3D. Сравнительные преимущества различных типов сейсмоприёмников, которые могут применяться как одиночные, были подробно рассмотрены нами в настоящем журнале в предыдущих статьях [1, 4].

Поверхностные источники упругих колебаний, такие как вибраторы, всегда рассматривались как «слабые» источники (по сравнению со взрывами в скважинах). По этой причине вибраторы обычно использовались группами по 3-4 штуки. Более того, на каждой виброточке (ВТ) возбуждалось несколько свип-сигналов, которые затем накапливались (часто с применением весового суммирования – diversity stacking) для ослабления микросейсм и нестационарных помех. Однако, вертикальное накапливание не всегда приводит к заметному повышению качества исходных данных. И вместо большого количества свипов на одной виброточке более продуктивным подходом может быть небольшое количество накоплений, но с меньшим шагом по площади работ. По такой методике производительность вибропартии будет выше, чем по стандартной методике. Однако, этот подход нельзя реализовать во взрывных партиях, где стоимость бурения взрывных скважин и их подготовки к взрыву достаточно высокая.

Таким образом, с повышением плотности наблюдений в вибропартиях наметился переход от применения групп вибраторов и вертикального накапливания к применению одиночных вибраторов и одного воздействия на каждой ВТ. В материалах ежегодной конференции EAGE можно найти предварительные результаты обработки данных съёмки 3D со сверхвысокой плотностью наблюдений, выполненной в Катаре в 2009-10 годах партией CGG с оборудованием Sercel 428XL [10]. Стоит подчеркнуть, что в этой стране обычная сейсморазведка с группами геофонов была достаточно хорошей для структурных построений и выбора точек заложения скважин. Однако частоты сигнала были ограничены диапазоном 10-50 Гц, что не позволяло выполнить количественный расчёт фильтрационно-емкостных свойств. Выполненные в 2008 году опытные работы подтвердили, что высокая плотность наблюдений с одиночными приёмниками и источниками может повысить верхнюю частоту сигнала до 100-110 Гц.

Эта съёмка в Катаре служит прекрасной иллюстрацией преимуществ новой методики наблюдений: точечные источники (одиночные вибраторы), точечные приёмники (одиночные геофоны), широкие азимуты, высокая плотность наблюдений. В действительности, вибраторы Nomad-65 использовались группами, но по методике HFVS (вибросейсморазведка высокой надёжности) с определёнными фазовыми сдвигами, что позволяло (на этапе обработки) разделить воздействия от каждого вибратора. Шаг ПВ и ПП был равен 7,5 м, и в естественном бине 3,75 x 3,75 м была достигнута кратность 504, а плотность трасс составила более 35 миллионов на кв.км. Заказчик этой рекордной съёмки, компания Qatar Petroleum, надеется, что уточнённая модель месторождения Духан позволит эффективно эксплуатировать его многие годы. Ожидается, что такая съёмка 3D станет стандартом для сейсмических исследований, выполняемых на стадиях разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа.

Чтобы повысить интерес представителей нефтегазовых компаний к сейсмо-

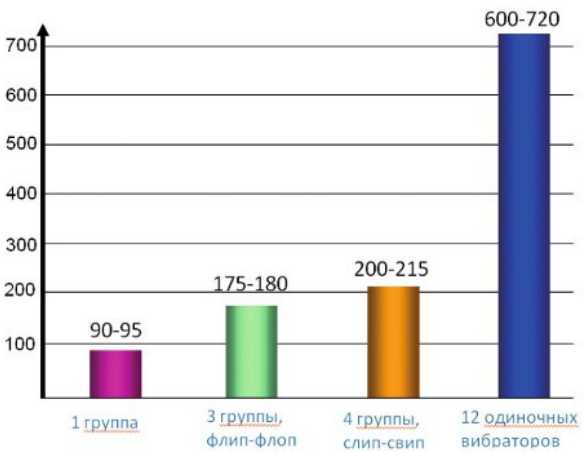
разведке с высокой плотностью наблюдений и обосновать более высокую стоимость полевых работ, в компании Global Geophysical зарегистрировали торговую марку: “Reservoir grade survey” (буквально «съёмка резервуарного класса»). К таким съёмкам отнесены те, в которых плотность наблюдений не менее чем в 10 раз выше, чем в стандартных съёмках.

Обычно к съёмкам с высокой плотностью относят те, в которых количество трасс на 1 кв.км превышает 1 миллион, и на территории бывшего СССР на текущий момент выполнена только одна крупная съёмка такого класса (3,3 млн. трасс на кв. км): компанией «Азимут Энерджи Сервисез» (AES), подразделением компании «Геотек», в Казахстане на месторождении Карачаганак в 2009 году. Но там, после длительных опытно-методических работ, заказчик предпочёл круглые группы из 9 геофонов, а не одиночные датчики, из-за очень большой глубины исследований (5-6 км) и, соответственно, очень больших расстояний источник-приёмник (до 9 км). Для достижения средней производительности в 1700 ВТ/день применялись 4 группы по 2 вибратора по методике, переходной между поочерёдным возбуждением свип-сигналов (flip-flop) и перекрывающимися свип-сигналами (slip sweep). А именно, следующий свип-сигнал начинался через одну секунду после окончания предыдущего свип-сигнала, то есть во время прослушивания.

Эта новая съёмка на Карачаганаке должна решить те задачи, которые не вполне решила съёмка 3D в 1999 году (с плотностью всего 64000 трасс на кв.км или в 50 раз меньше). Тогда относительно низкая кратность, низкое отношение С/П и низкие частоты не позволили уверенно закартировать подсолевые отложения и оценить их коллекторские свойства. Поэтому результаты новой съёмки должны уточнить оценки запасов углеводородов и точки заложения новых скважин. Предварительная обработка показала, что можно ожидать скачкообразное повышение качества сейсмических данных на месторождении Карачаганак [6].

Высокопроизводительный вибросейс

С ростом плотности наблюдений и резким увеличением количества ВТ на кв.км появилась необходимость в соответствующем повышении производительности вибросейсмических работ – от нескольких сотен ВТ в день до нескольких тысяч ВТ в день. Возможности повышения производительности за счёт применения нескольких групп вибраторов были не такими значительными, и отдача от приобретения подрядчиками большого количества вибраторов была недостаточной. Действительно, усреднённые оценки показывают, что переход от одной группы вибраторов к трём поочерёдно работающим группам вибраторов (flip-flop) повышает производительность работ не в 3, а только в 2 раза (Рис.4). В идеальных условиях 3 группы



▲ *Рис. 4. Сравнение производительности вибропартий с различным количеством вибраторов и при различных методиках наблюдений.*

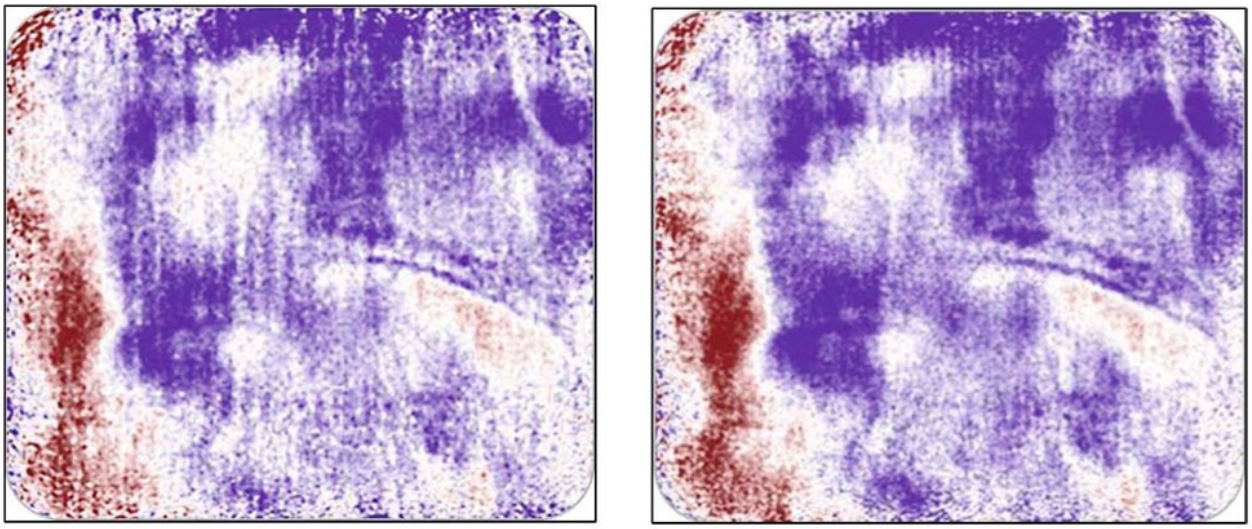
поочерёдно работающих вибраторов могут отрабатывать до 175-180 ВТ/час.

Ситуация улучшилась в 1996 году с изобретением метода перекрывающихся свип-сигналов (slip sweep). Этот метод был первым высокопроизводительным методом, позволившим экономично и быстро отрабатывать высокоплотные съёмки 3D. Цена повышения производительности при работах по методике слип-свип – зашумление индивидуальных виброграмм, отрезанных от исходных «материнских» записей, гармоническими помехами от соседних групп вибраторов. И необходимы специальные процедуры для прогнозирования гармоник и их подавления (вычитания). В идеальных условиях 4 группы работающих по методике слип-свип вибраторов могут отрабатывать более 200 ВТ/час. Однако, и такие показатели были недостаточными для отработки больших площадей с миллионами запроектированных ВТ за один-два сезона...

Настоящий рывок в производительности вибропартий (на открытой местности) произошёл, когда вибраторы стали работать как одиночные и без накапливания. Те же 12 вибраторов, которые тремя группами отрабатывали до 180 ВТ/час по методике флип-флоп, стали отрабатывать до 600-720 ВТ/час работая как одиночные по методике слип-свип. Несмотря на гораздо меньшую энергию, излучаемую на каждой ВТ, их большое количество на кв.км позволяет улучшить изображение среды, избавиться от отпечатка системы наблюдений (acquisition footprint) и значительно повысить верхнюю частоту сигнала благодаря лучшему сохранению высоких частот (Рис.5).

Позднее, для отработки очень больших разведочных площадей в 10 тысяч кв.км и больше, геофизиками компании BP был внедрён метод независимого произвольного возбуждения свип-сигналов одиночными вибраторами (ISS – Independent Simultaneous Sweeping), при котором радиосвязь с вибраторами не является необходимостью, и они отрабатывают предписанные участки площади работ, как только выходят (по GPS) на соответствующие ВТ. По такой методике может использоваться любое количество вибраторов, и поломка одного из них мало влияет на ход работ. Рекорд, поставленный на Ближнем Востоке в апреле 2010 года при тестировании методики ISS с 18 одиночными вибраторами – около 45000 ВТ/сутки.

Эти и другие высокопроизводительные вибросейсмические методы требуют, чтобы регистрирующие станции обладали особыми возможностями: непрерывная регистрация потока данных (с условным разбиением на «полевые» виброграммы длительностью, например, 1 минута), запись в реальном времени большого числа каналов (100 тысяч и более). Для обеспечения высокой производительности вибропартии необходимо использовать супер-спред, то есть очень большое количество постоянно включённых каналов, охватывающих все те активные расстановки, которые соответствуют работающим на площади вибраторам. Очевидно, что при такой реализации высокопроизводительной вибросейсморазведки получают зашумлённые исходные записи с низким отношением С/П. И заказчик должен воспринять новую концепцию: хорошие виброданные – это не высокое отношение С/П на индивидуальных записях, а высокая плотность наблюдений, обеспечивающая отличное распределение удалений и азимутов. Заказчик должен быть готов к тому, что новые полевые данные могут иметь более низкое отно-



▲ *Рис. 5. Сравнение горизонтальных срезов на времени 800 мс, полученные компанией CGG при использовании методики слип-свип: слева – четыре группы по 4 вибратора; справа – 14 одиночных вибраторов с вдвое меньшим интервалом между линиями возбуждения и между пунктами возбуждения.*

шение С/П, чем прежние данные, полученные по стандартным методикам, но результаты обработки и окончательные изображения среды должны быть намного лучше. Большое количество публикаций на эту тему (из регионов Северной Африки и Ближнего Востока) убедительно поддерживает эту концепцию.

Помимо непрерывной записи очень большого количества активных каналов, регистрирующие системы высокопроизводительных вибропартий должны обладать и другими необходимыми функциями. Имеется в виду использование ГНСС (глобальных навигационных спутниковых систем). Поскольку точность определения координат ПВ и ПП необходимо повышать от 2 м при стандартных съёмках до 0,5-1,0 м при высокоплотных съёмках, эту точность могут обеспечить, например, двухчастотные GPS-приёмники в режиме кинематики в реальном времени (RTK). Опытно-методические работы на Ближнем Востоке показали, что сохранение высоких частот зависит не только от точечного возбуждения и приёма и высокой плотности наблюдений, но и от точности определения координат пунктов съёмки [5]. С помощью RTK-GPS можно не только точно определять координаты виброточек, но и выводить вибраторы на следующие ВТ (без разбивки пикетов). Современная электроника вибраторов, такая как VE464, имеет возможность управлять 32-мя группами вибраторов по одному радиоканалу, что повышает общую производительность вибросейсмических работ.

Огромные массивы ежедневно регистрируемых данных (до 20-24 Тб в день), которые часто представляют собой «материнские записи» и которые невозможно в реальном времени разделить на «читаемые» индивидуальные записи – это новая ситуация, с которой сталкиваются операторы сейсмостанций и супервайзеры в мега-партиях. Если раньше эти специалисты отвечали за хорошее качество исходных записей и могли останавливать полевые работы при высоком уровне микросейсм и других помех, то теперь они отвечают, в

первую очередь, за соблюдение выбранных заказчиком технологий, а полевые записи могут быть недоступны для традиционного визуального или количественного анализа в кабине оператора. При регистрации десятков тысяч каналов на каждом пункте возбуждения с интервалом 10 секунд и меньше, оператор не имеет никакой возможности убедиться, что все трассы удовлетворяют заданным параметрам. Следовательно, регистрирующая система должна иметь программное обеспечение для автоматической проверки записываемого материала и уведомлять оператора о возможных проблемах на том или ином пункте возбуждения.

Заключение

На раннем этапе развития метода 3D были выработаны приёмы работ, которые затем стали правилами и стандартами, которыми все руководствовались на этапах проектирования и отработки съёмок 3D. В последние годы появились новые методики наблюдений, опирающиеся на расширенные возможности регистрирующих систем и всего сейсморазведочного оборудования. В результате, наши правила и стандарты, которые казались незыблемыми несколько лет назад, пересматриваются и меняются. Технологии будут развиваться и дальше, и геофизики будут придумывать новые инновационные аппаратурно-методические комплексы. И будут снова пересматривать правила и стандарты...

Литература

1. Мужно Д., Череповский А.В., 2009, Цифровые акселерометры и их влияние на сейсморазведку. – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №04(30)/2009, с.18-22.

2. Череповский А.В., 2010, Пришло ли время отказаться от группирования в пользу одиночных сейсмоприёмников? – «Геофизика», №3, 2010, с.22-28.

3. Череповский А.В., 2012, Сейсморазведка с одиночными приёмниками и источниками: обзор современных технологий и проектирование съёмок. – Образовательное турне EAGE, Москва, 133 с.

4. Череповский А.В., Мужно Д.А., 2013, Какой одиночный приёмник лучше? – «Приборы и системы разведочной геофизики», Саратов, №01(43)/2013, с.20-26.

5. Baeten G. and van der Heijden H., 2008, Improving S/N for high frequencies. – The Leading Edge, vol.27, p.144-153.

6. Eales M.H., 2010, Karachaganak 2009 3D Seismic Survey – A World Class Effort. – KazGeo-2010, Almaty, Kazakhstan, 15-17 November 2010.

7. El-Emam A., Al-Eidan A., and Al-Deen Kh.Sh., 2013, Single-sensor technology – the experience in Kuwait. – First Break, Vol.31, May 2013, p.71-74.

8. Lansley M., 2004, CMP fold: A meaningless number? – The Leading Edge, Vol.23, p.1038–1041.

9. Lansley M., 2013, Shifting paradigms in land data acquisition. – First Break, Vol.31, January 2013, p.73-77.

10. Seeni S., Al-Mohammadi J., Kermoal P., Sauzedde P., and Clow F., 2011, Dukhan 3D, Ultra High Density Full Wide Azimuth Seismic Survey – Transition Zone and Sabkha Acquisition. – 73rd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2011, Vienna, 23-26 May 2011, Extended Abstracts.

Подробнее об авторе



Череповский
Анатолий Викторович

региональный геофизик
компании Sercel, к.т.н;



Являясь мировым лидером в разработке и производстве оборудования для сейсморазведки, Sercel предоставляет широкий выбор прогрессивных технологий для геофизической разведки по всему миру.

Sercel делает возможным инновационное развитие геофизики, ориентируясь на потребности клиента, доводя до совершенства технологию конструирования и качество производства, обеспечивая безопасность и сохранность окружающей среды.

В компании трудится более 2500 сотрудников по всему миру, офисы Sercel расположены в одиннадцати странах включая Францию, США, Китай и Великобританию. Наше оборудование работает во всех уголках мира.

Sercel

Ahead of the Curve℠

Nantes, France
sales.nantes@sercel.com

Houston, USA
sales.houston@sercel.com

www.sercel.com

ANYWHERE. ANYTIME. EVERYTIME.

Методы пассивной сейсморазведки

Ведерников Г.В., ООО «НМТ-Сейс», г. Новосибирск

Н.Н.Пузырев в своей последней книге так определил сущность сейсморазведки: «Главной задачей применяющихся в настоящее время сейсмических методов является изучение пространственного распределения физических параметров и **показателей спонтанной сейсмической активности»** [1, стр. 72]. Если раньше последнее направление связывалось преимущественно с изучением землетрясений (очаговой сейсмологией), то в последние десятилетия оно все больше начинает использоваться в разведочных целях, получив название пассивной сейсморазведки. Она базируется на том, что акустическая эмиссия (естественные микросейсмические колебания, регистрируемые на определенной апертуре) характеризует термодинамическое состояние среды и может нести информацию о нем.

Целенаправленное изучение естественной сейсмической активности в 1982 году российскими учеными Садовским М. А. и Николаевым А.В. было предложено [2] использовать в качестве нового разведочного метода. Последующими экспериментальными исследованиями (Алексеев А.С., Нерсесов И.Л и др.) было показано, что поле микросейсм над нефтяными и газовыми залежами характеризуется локальными повышениями энергии с определенными частотными резонансами, которые могут быть использованы в качестве поисковых признаков. Позднее явление генерации нефтегазовой залежью инфразвуковых волн было зарегистрировано в качестве научного открытия [3].

В последнее время методы пассивной сейсморазведкой получают все более интенсивное развитие как у нас в стране, так и за рубежом. [12, 13].

С определенной долей условности можно выделить следующие направления пассивной сейсморазведки:

1. Мониторинг среды проводится или предлагается проводить в трех модификациях таких работ: скважинная, шахтная и наземная.

Есть публикации, что в скважинном мониторинге одновременно используется до 100 скважин (MSI, Houston). Главной задачей является уточнение блоковых моделей для последующей оптимизации разработки месторождений. Фирмой MSI за последние 10 лет по заказам нефтедобывающих фирм США и Канады выполнено более 120 таких проектов.

Сейсмический мониторинг среды в шахтах (Жадин В.В.) имеет наиболее длительную и трагическую историю, поскольку связан с прогнозом возможных аварийных выбросов газов. Задача решается с переменным успехом, но других более надежных методов нет. К сожалению эти работы в последние годы не получают должного развития.

Наземный мониторинг применяется как для изучения сейсмоактивных зон, так и для изучения нефтегазовых площадей. (Куликов В.А., Ерохин Г.Н., Юдахин Ф.Н. и др.). Здесь, в отличие от вышеупомянутых, применяются плотные системы наблюдений при многоканальной (до 10 000) регистрации.

С определенной долей условности к этим работам можно отнести контроль за гидроразрывом пласта и изучение околоскважинного пространства в процессе бурения скважины. Условность связана с тем, что здесь задействован вполне определенный источник, который в первом случае является объектом изучения (Курьянов Ю.А., Чиркин И.А. и др [4]., Александров С.И , Гогоненков Г.Н. и др.), а во втором – возбуждающим волны,

несущие информацию об околоскважинном пространстве (Рогоцкий Г.В., Чиркин И.А. и др.).

С еще большей долей условности к этим работам можно отнести изучение изменений геофизических и геохимических характеристик среды под влиянием приливных явлений, что авторы предлагают называть «приливной геофизикой»[5]. Известно, что приливные явления на суше оказывают очень заметное влияние на продуктивные характеристики залежей УВ и параметры геофизических и геохимических полей, в том числе и на уровень эмиссионных волн, связанных с залежами.

Из этого следует, что при разновременных наблюдениях мы обязательно будем иметь различия в регистрируемых параметрах. Но вопрос о том, насколько велико это различие, исследован пока недостаточно. Видимо, нельзя исключить и крайний случай, когда аномалия шумов четко проявляется в апогее этого влияния и совсем исчезает в перигее. В своей практике мы имели такие случаи, когда по профилю, отработанному дважды с разницей более 20 лет, по одному варианту прослеживалась небольшая, но четкая локальная аномалия шумов, а по другому – фиксировалось ее отсутствие. Или когда по одному из профилей за пределами контура месторождения мы получили достаточно интенсивную и протяженную аномалию, а по параллельному, расположенному в 1,5 км – ее отсутствие.

Это можно связывать в том числе и с разновременностью получения данных, т.е. с действием приливных сил, различающиеся по величине в зависимости от изменения расстояния до барицентра системы земля-луна.

Во всяком случае, природа всегда сложнее наших представлений о ней и должна быть предметом бесконечных исследований.

2. Специальные методы разведки.

Здесь прежде всего следует назвать технологию АНЧАР (акустической низкочастотной разведки), основанную на использовании специальных широкополосных регистраторов, специальных контрольных пунктов регистрации для отслеживания глобальных флюктуаций акустического поля, на изучении изменений акустической эмиссии при искусственном воздействии на среду и т.д. (ВНИИгеосистем, ЗАО «АНЧАР. Графов Е.М., Кузнецов О.Л., Сунцов А.,Е. и др.) [7]. Технология базируется на выделении аномалий эмиссионного сейсмического поля в низком диапазоне частот (1,5-4 гц), что, как показывают специальные исследования на ряде тестовых полигонов, явно недостаточно. Кроме того, малоканальные схемы наблюдений при излишне большом шаге ПП (до 400-500 м) снижают возможности изучения и ослабления помех. Тем не менее, метод на регионально-рекогносцировочном этапе малоизученных территорий может сыграть положительную роль. Тем более, что совершенно очевидны возможности совершенствования технологии в направлении использования серийных широкополосных сейсмоприемников и перехода на более плотные многоканальные схемы наблюдений.

В определенной степени аналогом этой технологии является метод НСЗ (низкочастотных сейсмических зондирований), развиваемый ЗАО «Градиент» (Шабалин Н.Я., Биряльцев Е.В. и др.).

3. Сейсмическая томография базируется на выделении в спонтанных сейсмических излучениях регулярных составляющих от внутренних источников среды и построении по ним этих источников (Николаев А.В., Ерохин Г.Н., Шленкин С.И. и др). Пока имеются очень немногочисленные публикации по этому направлению [8,9].

Главная сложность в этом вопросе поджидает исследователей именно в реализации первого шага – выделении в нерегулярном поле малоинтенсивных спонтанных эмиссионных волн, осложненных многочисленными помехами, регулярных составляющих. Остальное, как говорится, является делом техники.

Актуальность этих работ возрастает в связи с увеличением объемов работ по методике пассивной сейсморазведки. В классическом варианте полученные результаты позволяют дать прогноз залежей УВ только по латерали, не давая информации о привязке выявляемых аномалий по вертикали. Сейсмическая томография теоретически могла бы восполнить этот недостаток, сделав пассивную сейсморазведку самодостаточной. Поэтому можно прогнозировать и рекомендовать усиление исследований в этом направлении.

4. Попутное изучение микросейсм по материалам сейсморазведочных работ. Этот метод (спектрального анализа микросейсм – SAM) предложен нами в 2004 году и прошел уже достаточно широкое опробование.

В публикациях 80-90-х годов утверждалось, что сейсмическое излучение залежей носит резонансный характер с резонансами на инфразвуковых частотах (1,5-4 гц.). Это заблуждение продолжает культивироваться и исследоваться до сих пор.

Результаты наших опытов показали [12], что спектр акустического излучения залежей является более широкополосным, проявляясь и в сейсмическом диапазоне частот (10-100 гц.). Нефтяные залежи отображаются аномалиями интенсивности шумов с максимумами спектров в диапазоне 5-20 гц. Спектры эмиссии от газовых залежей более широкополосны (до 100-120 гц).

Это позволило нам предложить способ изучения геодинамических шумов непосредственно по сейсмограммам сейсморазведочных работ, используя участки сейсмограмм, свободные от записи полезных волн (рис.1), т.е. без проведения специальных работ [10].

Одним из достоинств метода является то, что его можно использовать как по результатам новых (выполняемых) работ в комплексной интерпретации данных, получая важные независимые дополнительные информативные параметры, так и по результатам ранее проведенных работ, используя фондовые материалы.

Для анализа используются первичные сейсмограммы профильных наблюдений. Из них по участкам, свободным от записи регулярных (наведенных) волн (до их первых вступлений), формируются сводные монтажи записи микросейсм

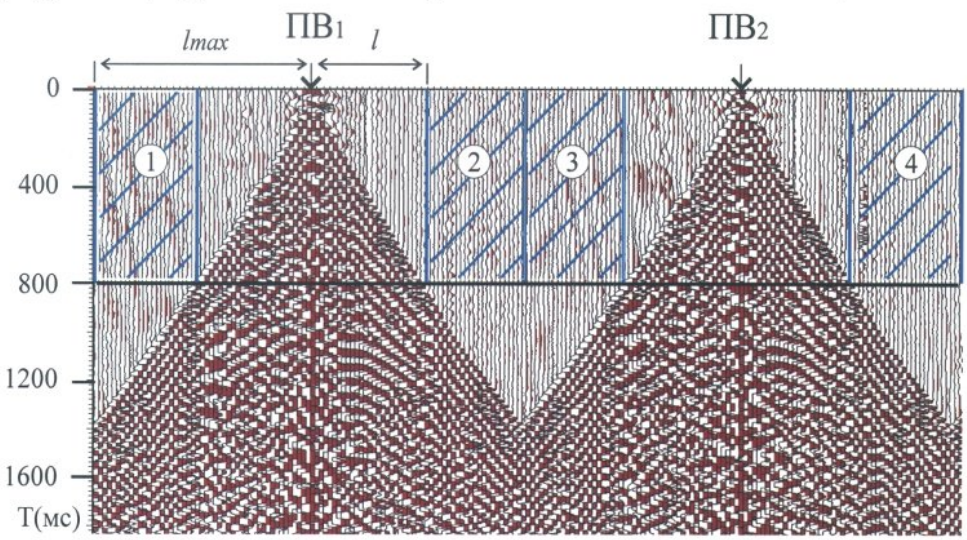


Рис. 1. Запись полевых сейсмограмм с выбранными участками 1-4 для анализа микросейсм

для единых пунктов приема (ПП). По ним определяются амплитудные спектры и графики интенсивности в различных частотных диапазонах. Полученные данные сопоставляются с временными разрезами и другой априорной информацией.

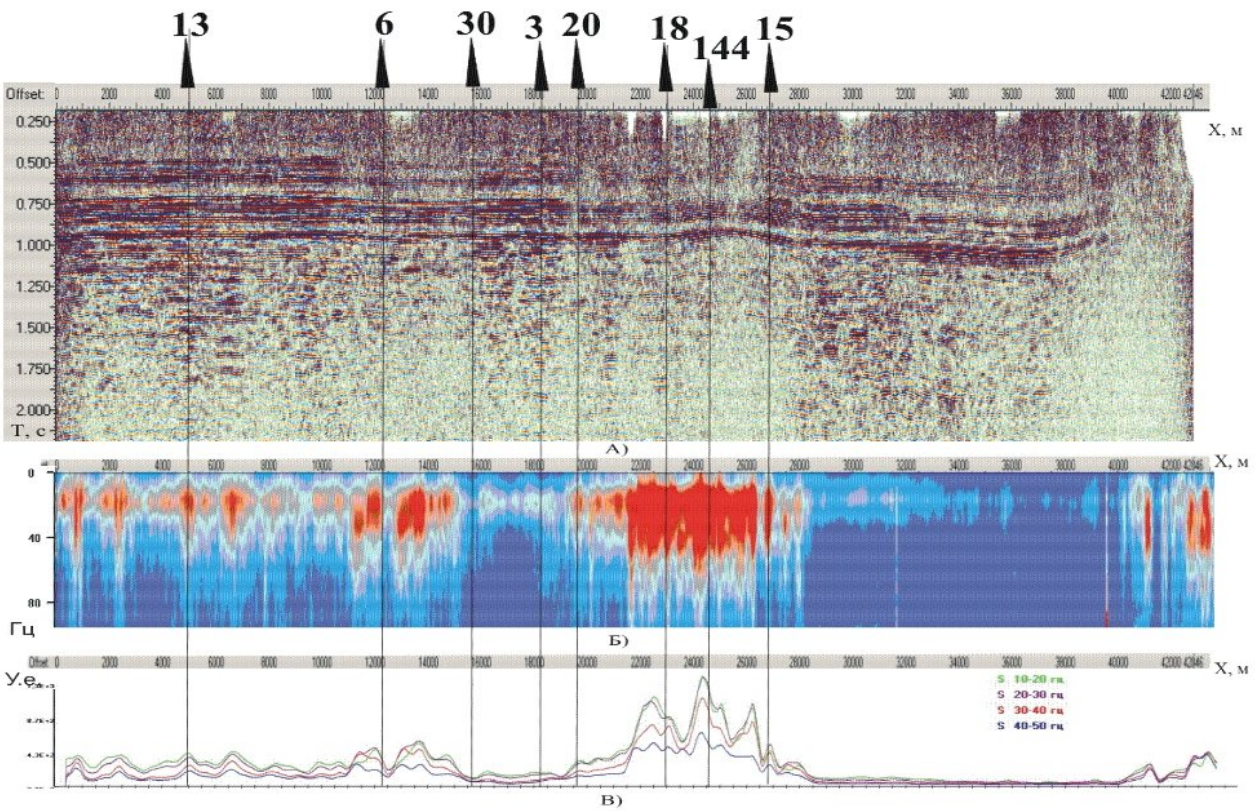
Способ прошел тестовое опробование на десятках известных месторождений, сотнях скважин, в том числе удачно и неудачно пробуренных, и показал свою эффективность, - все месторождения отмечаются аномалиями интенсивности шумов (рис.2), все непродуктивные скважины - их отсутствием (Рис.3). По своей простоте и дешевизне этот метод можно рассматривать в качестве экспресс-метода в комплексной интерпретации сейсморазведочных данных и рекомендовать его для самого широкого внедрения в практику.

Показана эффективность использования способа на всех этапах ГРР: ***при региональных работах, на предразведочном этапе, при поисково-разведочных работах, при детальных работах, при планировании буровых работ.***

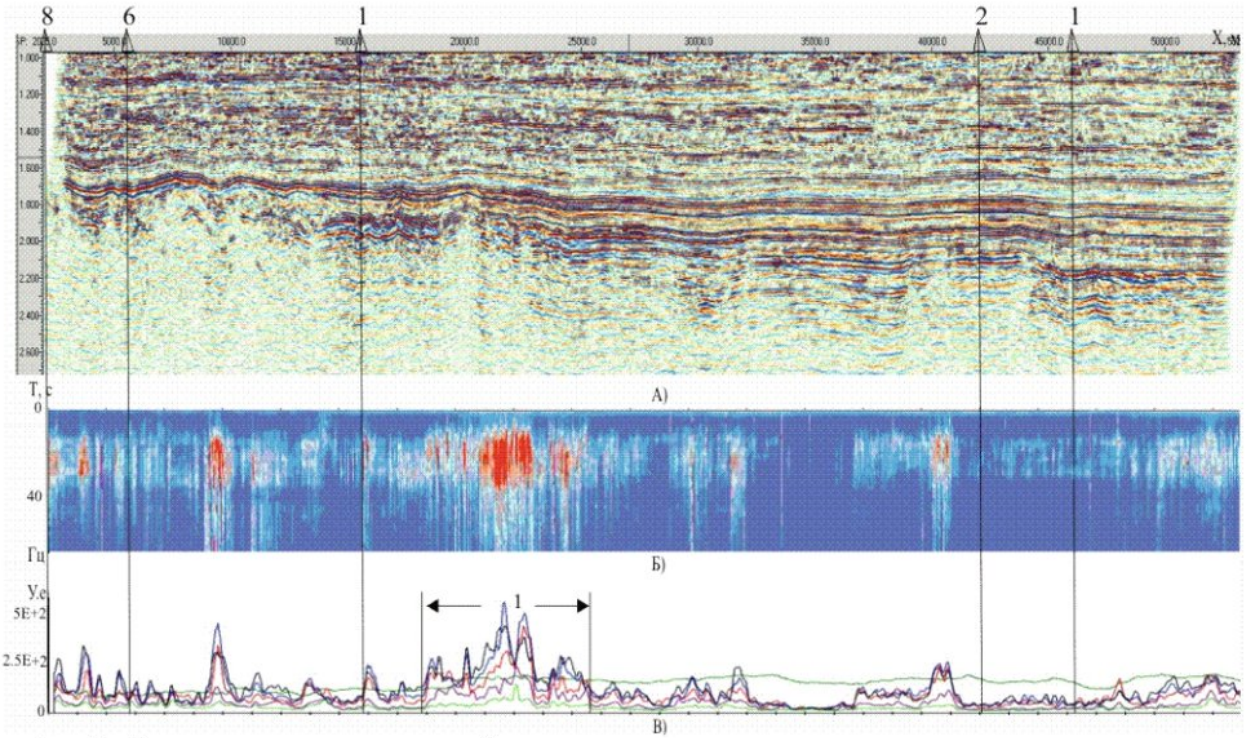
Более подробно технология метода SAM и результаты его применения приведены в статье Ведерникова Г.В и Максимова Л.А.

5. Мониторинг среды при проведении сейсморазведочных работ.

По поводу изменения эмиссионных характеристик среды в зависимости от акустического воздействия на нее так же имеются противоречивые данные.[4]. Наши исследования показали [12], что в контуре месторождения интенсивность наблюдаемой аномалии эмиссионных волн уменьшается, но появляется локальный максимум в зоне ВНК. В качестве объяснения этого феномена мы полагаем, что при акустическом воздействии (вибраторами или взрывами) на залежь ее энергетика снижается, но при этом нарушается гидродинамическое



▲ *Рис. 2. Спектры шумов в сопоставлении с временным разрезом 160823 (Даниловская пл.)*



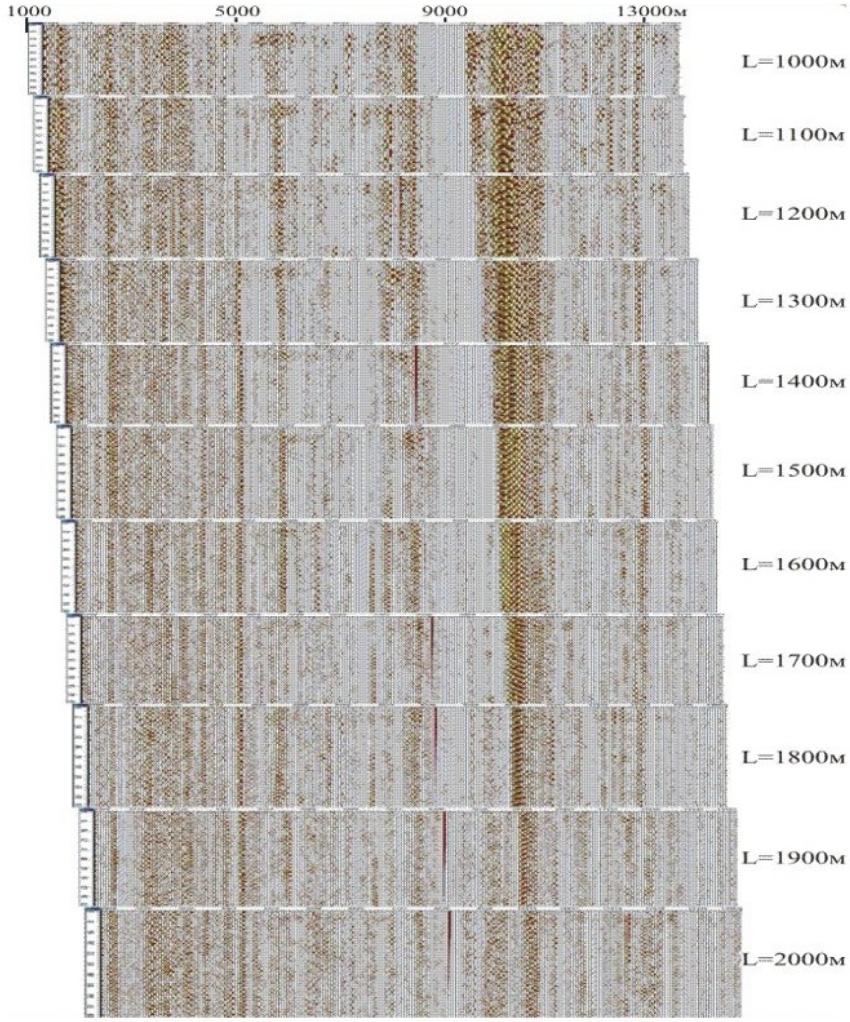
▲ *Рис. 3. Характеристики микросейсм на участках неперспективных скважин*

равновесие в зоне ВНК, существовавшее до воздействия. На основании этого был предложен метод мониторинга среды в процессе проведения сейсморазведочных работ [11], который в принципе мог бы позволить прогнозировать границы месторождений по закономерным изменениям характеристик микросейсм в процессе проведения сейсморазведочных работ (рис.4), однако достаточные исследования и технология такого анализа пока отсутствуют.

В заключение отметим, что в методах пассивной сейсморазведки еще много нерешенных вопросов теоретического и технологического характера. Одной из главных проблем, безусловно, является отсутствие надежных теоретических основ, объясняющих феномен повышенного эмиссионного излучения залежей УВ. Действительно, сейчас существует (опубликовано) не менее десятка таких «теорий», часть из которых пытается объяснить заблуждение, укоренившееся в умах многих специалистов, что аномалии необходимо искать в узком инфразхвуковом диапазоне частот.

Отсутствуют надежные методы борьбы с помехами, которые являются специфическими для селекции эмиссионных волн. Да и системные исследования самих помех пока отсутствуют. В ряде случаев достаточно эффективным является амплитудная фильтрация с исключением из анализа трасс с аномально высокой интенсивностью. Для понимания природы помех, приводящих к существенному отклонению облика получаемых спектров от привычных, приходится обращаться к исходным сейсмограммам, и, как правило, удается понять природу помехи. Залогом этого является использование многоканальных записей, применяемых в современных системах МОГТ.

Поскольку пассивная сейсморазведка имеет дело с очень слабыми сигналами эмиссионных волн, может возникать ситуация, исключающая возможность ее эффективного использования, например, при работах в пределах действующих месторождений с развитой инфраструктурой, в пределах населенных пунктов и др. Еще большие ограничения



▶ *Рис. 4. Изменение характеристик микросейсм при сейсмическом воздействии на среду. По горизонтали – – пикеты профиля, по вертикали – набор трасс ПП для различных удалений L отПВ.*

возникают в методе SAM, где к обычным климатическим и техногенным помехам добавляются технологические, связанные с условиями получения первичных сейсмограмм МОГТ: тип источника, изменения условий регистрации, влияния, «просечки» и наводки различного рода на первичных сейсмограммах, несоблюдение режима «тишины на профиле» и т.д.

Методы пассивной сейсморазведки можно было бы считать самодостаточными для финансирования своего развития (теоретических основ, новых технологий и т.д), если обеспечить их широкое внедрение. Поскольку уже существующие технологии позволяют гарантировать выявление и концентрацию ГРР на площадях крупных зон нефтегазонакопления, 2-3-х кратное сокращение бурения непродуктивных скважин, то полученной экономии с лихвой хватило бы на всю цепочку инновационного развития. К сожалению, решения о распределении финансов принимаются там, где их достаточно, а новации в виде дополнительных рисков, только вносят лишнюю смуту. Поэтому ученый и иноватор по-прежнему остается бедным просителем.

Новая информация об изучаемой среде, извлекаемая методами пассивной сейсморазведки, способна существенно повысить эффективность ГРР и заслуживает более энергичных усилий по ее получению.

Хотелось бы коротко остановиться еще на одном заблуждении, присутствующем в ряде публикаций, что пассивная сейсморазведка (так же как и «приливная геофи-

зика») в виду своей дешевизны претендует на то, чтобы заменить традиционную сейсморазведку на отраженных волнах, как более дорогую. Учитывая реальную успешность поискового и оценочного бурения, которая застыла на уровне 80-х годов прошлого века, экономию нужно искать не на путях сокращения затрат на геофизику, а в части сокращения затрат на пустые скважины, причем на всех этапах от поиска до освоения месторождений. А в поиске необходимо максимально комплексировать все методы геофизики и геохимии. И пусть сейсморазведка будет по-настоящему многоволновой. Она технологически созрела до нового содержания этого термина. Многоволновая - значит обеспечивающая получение полной информации на всех типах волн: отраженных, рассеянных и эмиссионных.

Литература:

1. Пузырев Н.Н. 1997. Методы и объекты сейсмических исследований. Введение в общую сейсмологию. Новосибирск. Изд.-во СО РАН. 301 с.

2. Садовский М.А., Николаев А.В. 1982. Новые методы сейсмической разведки.. Перспективы развития. Вестник АН СССР № 1. с.36-42.

3. Арутюнов С.Л., Давыдов В.Ф., Кузнецов О.Л. и др. 1999. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью. Научное открытие № 109.

4. Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Курьянов Ю.А. и др. 2004. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых геологических сред. В 3-х т. Т.2. Экспериментальные исследования. М. ВНИИГеосистем. 362 с.

5. Дидичин Г.Я., Сибгатуллин В.Г., Перетокин С.А., Гутина О.В. 2011. Повышение эффективности прогноза нефтегазовых зале-жей на основе изучения реакции геофизических и геохимических полей на гравитационные приливы в земной коре. Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. № 2.

6. Ерохин Г.Н., Кремлев А.Н., Бортников П.Б. 2009. Методы пассивного сейсмического мониторинга нефтяных месторождений и поиска трещинно-кавернозных зон. Сб. «Методы прямого прогнозирования залежей углеводородов». Новосибирск. СНИИГГиМС. с. 41-47.

7. Кузнецов О.Л., Арутюнов С.Л. Востров Л.Л.и др. 2000. Российская инфразвуковая технология АНЧАР: уникальная практика разведки и освоения нефтяных и газовых ресурсов. Тезисы докл. Международной геофизической конференции. С.-Пб. С.183-184.

8. Шубик Б.М., Николаев А.В., Ермаков А.Б. 2000. Методы сейсмических исследований, основанные на принципе эмиссионной томографии. Второй Российско-Китайский семинар по нефтяной геофизике. Тезисы докл. ЕАГО-CGS.- М. с. 36-42.

9. Александров С. И. 2010. Пассивный сейсмический мониторинг. О методике сейсмоэмиссионной томографии. Геофизика. №4. с.26-30.

10. Ведерников Г.В. 2004. Способ сейсмической разведки. Патент РФ. № 2 263 932.

11. Ведерников Г.В. и др. 2008. Способ сейсмической разведки при поисках залежей углеводородов. Пат. РФ № 2 327 191

12. Ведерников Г.В. 2012. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм: Избранные статьи. – Новосибирск. Изд.-во «Свиньин и сыновья». С.202.

13. Shapiro S. A.2007. Microseismisity – a tool for reservoir characterization.

Подробнее об авторах



Ведерников
Геннадий Васильевич

ООО «НМТ-Сейс»

Технология и опыт прогнозирования залежей УВ по характеристикам микросейсм

Ведерников Г.В., Максимов Л.А., ООО «НМТ-Сейс»

Известно [1,2,6], что залежи УВ, будучи неустойчивыми термодинамическими системами, являются источниками повышенного уровня акустических эмиссионных волн. В публикациях 80-90-х годов утверждалось, что сейсмическое излучение залежей носит узко резонансный характер с резонансами на инфразвуковых частотах (2-4 Гц.). Это заблуждение продолжает культивироваться и исследоваться до сих пор.

Результаты наших опытов и последующих исследований показали [3,6], что спектр акустического излучения залежей является более широкополосным, проявляясь и в сейсмическом диапазоне частот (10-100 Гц.). Нефтяные залежи отображаются аномалиями интенсивности шумов с максимумами спектров в диапазоне 5-25 Гц. Спектры эмиссии от газовых залежей более широкополосны до 80-100 Гц,(Рис.2,3).

Это позволило нам предложить **метод попутного изучения микросейсм по материалам сейсморазведочных работ [4]**, в котором используются участки сейсмограмм, свободные от записи полезных волн, т.е. получения информации об эмиссионных волнах без проведения специальных работ.

Этот метод является по сути одной из модификаций пассивной сейсморазведки, существенно расширяя ее возможности. Одним из достоинств его является то, что можно использовать как материалы новых (выполняемых) работ в комплексной интерпретации данных, **получая независимые дополнительные информативные параметры,** так и материалы ранее проведенных работ, используя фондовые материалы.

В результате 10-летнего опыта у нас сложились достаточно устойчивые представления о технологии выполнения этих работ, которые сводятся к следующему:

1. На первом этапе по первичным сейсмограммам сейсморазведочных работ задаются участки, свободные от записи регулярных (наведенных) волн (до их первых вступлений), путем задания начального и конечного удалений и времен отсечения (начального и конечного) для этих удалений. Для промежуточных трасс эти времена определяются путем интерполяции. Затем для единых пунктов приема (ПП) определяются амплитудные спектры и графики интенсивности в различных частотных диапазонах. Полученные спектры анализируются, и в случае появления подозрений на проявление помех проводится дополнительный анализ структуры волнового поля микросейсм. Для этого определяется гистограмма распределения среднеквадратичных амплитуд **E** по всему профилю, и выполняется расчет вариантов спектров при различных вариантах отбраковки (обхода) трасс, среднеквадратичная амплитуда которой **E** превышает критическую, задаваемую по гистограмме [5] (Рис.1).

В случае, если удовлетворительный результат не получается, проводится

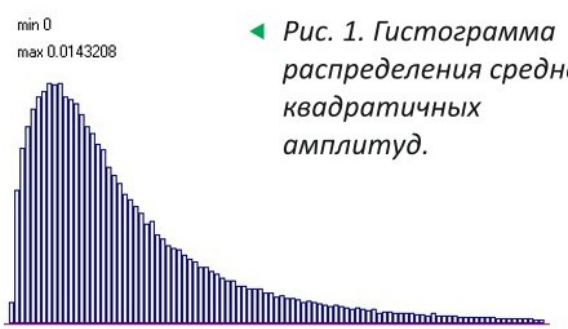


Рис. 1. Гистограмма распределения среднеквадратичных амплитуд.

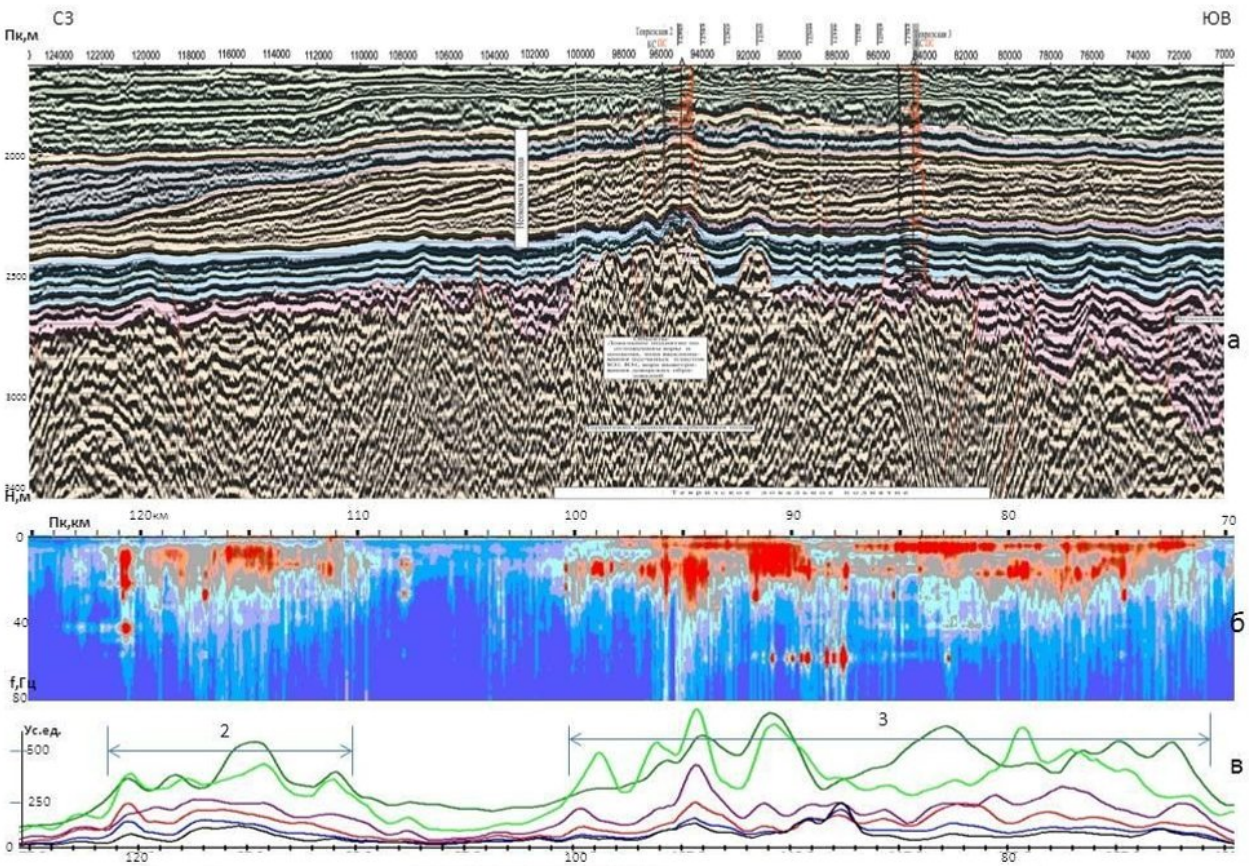


Рис. 2. Фрагмент глубинного разреза (а), амплитудно-частотный спектр (б) и графики интенсивности (в) по профилю Омск-4 в интервале 70 – 125 км.

дополнительный анализ первичных сейсмограмм с целью определения природы помех и выбора дополнительных приемов по их ослаблению, в том числе принятия решения о непригодности материалов для анализа. Таким образом мы получаем независимую дополнительную информацию по характеристикам эмиссионных волн, которые принимаем за характеристики геодинамических шумов, и которые могут сыграть важную роль в оперативном выделении перспективных объектов еще до начала интерпретации материалов текущих работ МОВ, для экспертной оценки надежности ранее выданных рекомендаций на бурение скважин и т. д..

2. Следующим этапом является сопоставление полученных данных с временными разрезами МОГТ, их различными преобразованиями и другой априорной информацией с целью комплексной интерпретации данных. (Рис.2,3).

Тем самым снимается еще одно заблуждение, присутствующее в ряде публикаций, что материалы пассивной сейсморазведки можно использовать «взамен дорогостоящих сейсморазведочных работ МОГТ».

Интерпретация данных заключается в том, чтобы на локальном участке выявленной аномалии шумов выделить на временном разрезе перспективный объект, используя априорные данные о нефтеперспективных интервалах разреза и существующие приемы и признаки сейсмостратиграфической интерпретации: седиментационные, амплитудно-литологические, тектонические и т.д. Как правило, это удается, и мы получаем важную информацию по выделению ловушек (в том числе – неантиклиналь-

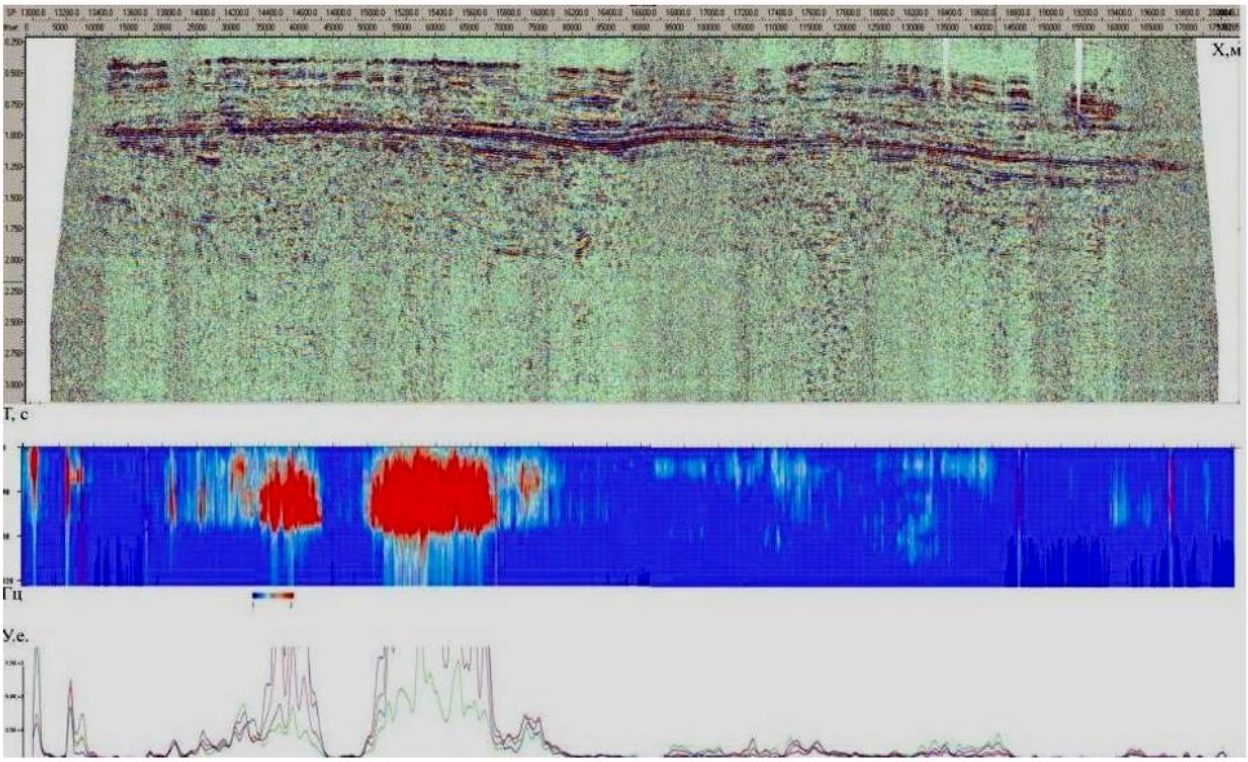


Рис.3. Сопоставление временного разреза (А) по региональному профилю «Батолит» с характеристиками микросейсм: Б – спектры; В – графики интенсивности.

ных), разделению выделяемых объектов по степени их перспективности и очередности ввода в следующий этап ГРР.

3. Если полученные данные коренным образом отличаются или существенным образом дополняют ранее построенные модели проводится повторная углубленная экспертная (объектно ориентированная) обработка материалов МОГТ, что при выполнении философского принципа «отрицания отрицания» позволяет повысить достоверность полученных результатов. При противоречии полученных данных результатам ранее проведенного бурения (а это может быть в случае, если выявлена интенсивная аномалия шумов на участке непродуктивной скважины) проводится пересмотр результатов по скважине и причина расхождения, как правило устанавливается (пропуск низкоомных продуктивных пластов и трещинных коллекторов, « недобур» до перспективного горизонта, и т. д.), Рис.4

4. При обработке ансамбля профилей (по площадным работам) все результаты приводятся к единому уровню путем использования по возможности единого уровня отсечения аномально шумящих каналов по диаграммам распределения амплитуд и увязки данных на пересечениях профилей. Затем строятся карты или схемы площадного распределения полученных параметров, которые мы называем моделями геодинамических шумов.

На Рис.5,6 приведен такой пример по Красноярскому краю. Карты могут быть построены по любому определяемому параметру (амплитуды в различных частотных диапазонах, соотношения амплитуд для различных диапазонов, градиенты амплитуд и т.д.). Эти карты могут быть совмещены с любыми геологическими и геофизическими картами.(структурными, тектоническими, динамических параметров отраженных волн и т.д.).

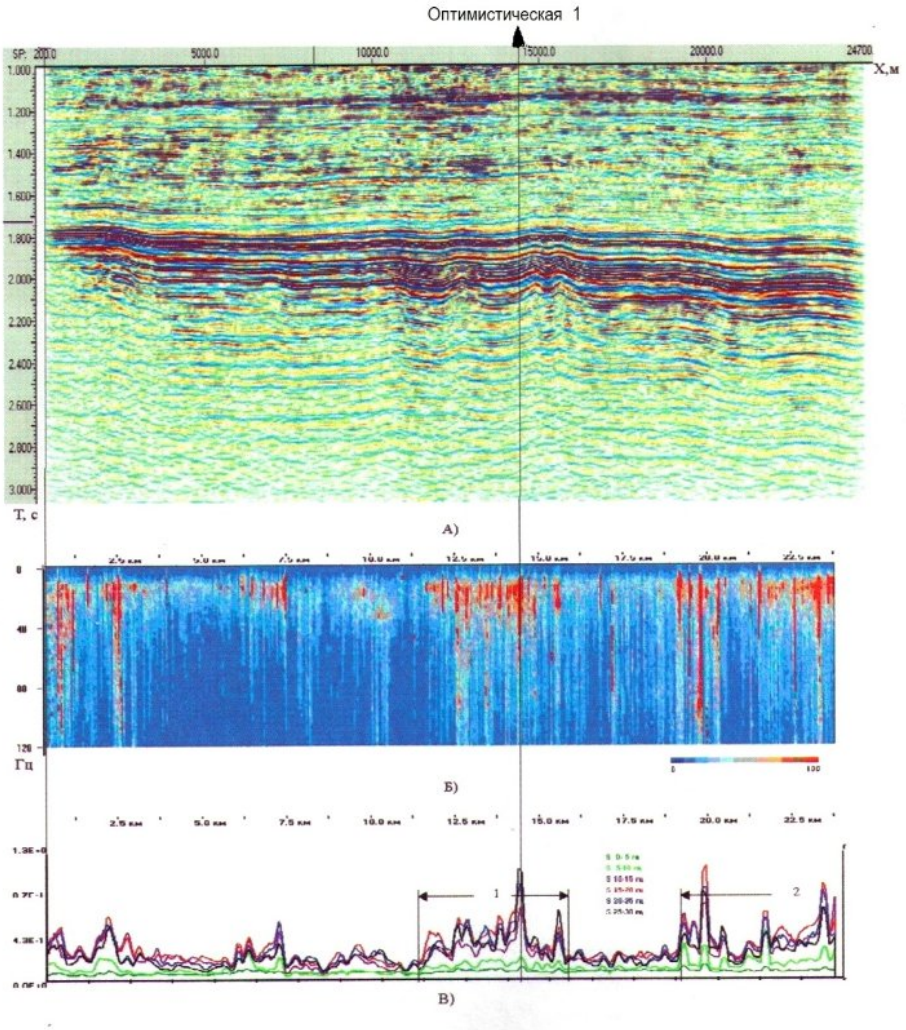


Рис. 4. Фрагмент временного разреза по профилю 1188902 в районе скважины Оптимистическая 1 (А); (Б) – спектры; (В) – графики интенсивности

Показана эффективность использования способа на всех этапах ГРР:

При региональных работах - в качестве перспективных объектов удается выявить крупные зоны нефтегазонакопления и рекомендовать прилегающие к ним территории в качестве первоочередных площадей для последующих оценочных, поисковых и разведочных работ. Поскольку региональные работы выполняются на начальной стадии ГРР, то получаемая при этом информация приобретает особую ценность.

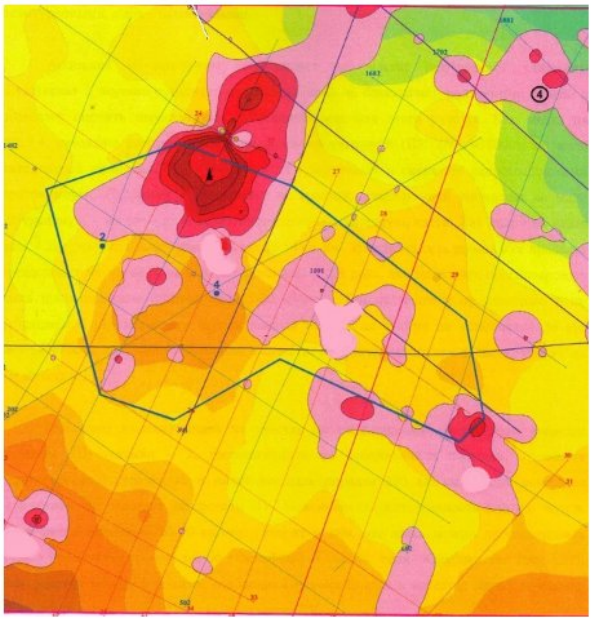
Нами в разные годы обработано более 5000 пог. км. региональных профилей МОГТ по Тюменской, Омской, Томской и Новосибирской областям, Красноярскому краю, Ямало-Ненецкому и Ханты-Мансийскому автономным округам, и везде получены убедительно интересные результаты. [6].

На Рис.3 приведен пример по участку регионального профиля «Батолит» в Красноярском крае. Почти на всем протяжении обработанного участка (около 200 пог. км) можно видеть фоновые значения шумов, свидетельствующие об отсутствии здесь перспективных участков. И только на одном участке фиксируются 2 интенсивные аномалии протяженностью около 20 и 8 км, свидетельствующие о высоких перспективах данного участка, который относится к крупной Куюмбинской зоне нефтегазонакопления.

Поскольку раньше такой технологии не было, можно совершенно обоснованно рекомендовать пересмотр материалов всех ранее проведенных региональных работ МОГТ, которые следует считать



▲ *Рис.5. Модель геодинамических шумов по площади работ.*



▲ *Рис. 6. Карта интенсивности шумов в интервале 10 – 40 Гц.*

настоящим национальным достоянием, доставшимся нам от предыдущих поколений, и которым сейчас можно с большой пользой распорядиться, чтобы сосредоточить новые работы на самых перспективных площадях. Это особенно важно в настоящее время, когда идет сокращение госбюджетного финансирования ГРР.

Мы глубоко убеждены, что данный метод помог бы выявить перспективные объекты или поставить крест на перспективах спорных, но недостаточно изученных территорий и седиментационных комплексов, например, таких как Московская синеклиза, додевонские комплексы Поволжья, поднадвиговые ловушки Урала и Кузбасса и др..

На этапе площадных поисково-оценочных работ - получаемые данные увязываются на пересечениях профилей, и строится карта или схема их площадного распределения, которую мы называем моделью геодинамических шумов (Рис. 5). Она может сыграть важную роль в понимании режима геодинамических напряжений и тектонического развития территории, выявлять крупные неантиклинальные ловушки в качестве объектов последующих разведочных работ.

Последние 4 года совместно со СНИИГГиМСОМ и его Томским Отделением мы занимались переоценкой перспектив нефтегазоносности зоны сочленения юго-восточной окраины Западно-Сибирской плиты (ЗСП) с Сибирской платформой (СП). Здесь в разные годы на 40 площадях было пробурено 65 параметрических и поисковых скважин. Перспективы нефтеносности подтверждаются присутствием в кернах большинства скважин битумов, пленок и окисленной нефти. Однако промышленных месторождений на этой территории (междуречье Оби и Енисея) пока не открыто. Что бы разобраться с этим на основе инновационных технологий, включая рассматриваемую технологию спектрального анализа микросейсм, было обработано более 4500 пог. км. регионально-рекогносцировочных профилей МОГТ, отработанных на высоком техническом уровне в последние 10-15 лет.

Полученные результаты кратко сводятся к следующему:

1. Окраинные зоны ЗСП и СП характеризуются повышенной тектонической активностью, поэтому возможности для формирования и особенно сохранности залежей УВ в антиклинальных ловушках, бывших традиционно объектами поисков, здесь выглядят очень неблагоприятными. Основные перспективы нефтеносности следует связывать с неантиклинальными ловушками на склонах крупных структур первого и второго порядка.

2. Метод спектрального анализа позволяет выявлять такие ловушки, изучать их связи с тектоническими нарушениями, разделяя последние на экранирующие и флюидопроводящие, ведущие к деградации (до полного разрушения) залежей.

На Рис.7 приведен пример выделения аномалии шумов по рекогносцировочному профилю протяженностью 190 км отработанному на западном склоне Степановского куполовидного поднятия - структуры первого порядка. В спектра шумов здесь выделяются 3 аномалии. Аномалия 1 протяженностью 27 км является наиболее интенсивной и приурочена к северному склону отмечаемого здесь антиклинального перегиба. По характеру спектра здесь можно прогнозировать наличие высоко продуктивной нефтегазоконденсатной залежи. Обращает на себя внимание резкий переход аномального поля к фоновому уровню непосредственно в сводовой части антиклинального перегиба. По временному разрезу видно, что здесь проходит граница между участками с существенно разным тектоническим режимом. Если

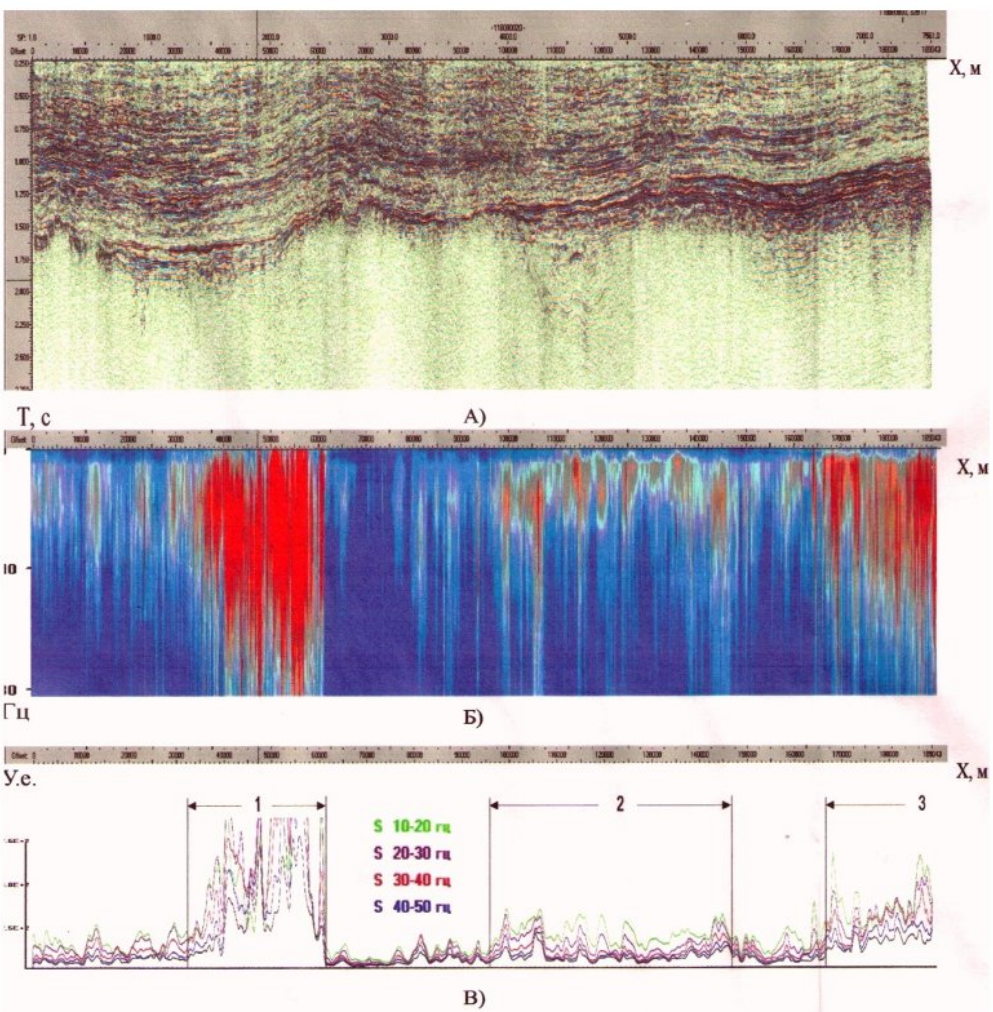


Рис. 7. Сопоставление временного разреза по профилю 20 Степановское куполовидное мезоподнятие (А) и характеристик микросейсм: Б – спектры; В – графики интенсивности.

на северном склоне даже при наличии проявлений мелкоскладчатости и сквозных тектонических нарушений можно говорить о более спокойном строении и благоприятных условиях для сохранности залежей, то на южном склоне эти процессы проявились в более интенсивной форме: амплитуда складчатости, частота и выраженность разломов, что, вероятно, не оставило шансов для сохранности залежей в этой части площади. Такая информация, по нашему мнению дорогого стоит, и наиболее ярко она проявляется в спектральных характеристиках геодинамических шумов.

Аномалия 2 более протяженная по размерам (48 км), но менее интенсивная по энергетике. Она приурочена к комбинированной ловушке и по характеру спектров позволяет прогнозировать здесь наличие нефтяной залежи, которая может быть нефтяной оторочкой высоко продуктивной залежи, отмечающейся на параллельном профиле интенсивной аномалией с более широкополосным спектром и на более высоком гипсометрическом уровне.

3. Всего по исследованной территории выделено более 75 аномалий шумов с градацией их по степени перспективности на 5 категорий. Проведена классификация аномалий по их приуроченности к возможным ловушкам: антиклинальная, неантиклинальная, комбинированная. В качестве последней принималось расположение аномалии на склоне антиклинального перегиба, но с захватом свода (Рис.7). Большинство аномалий приурочено к неантиклинальным и комбинированным ловушкам, - их доля по протяженности превышает 70% от всех выделенных аномалий. Среди выделенных аномалии 1-ой (высокоперспективные) и 2-ой категорий (бесспорно перспективные) составляют около 30%, что говорит о высокой перспективности данной территории и необходимости интенсификации здесь ГРР требуемой детальности.

Дана классификация по фазовому составу залежей: нефтяные, нефтегазовые, газоконденсатные, - частотный состав и облик спектров, как правило, позволяют это сделать.

На предразведочном этапе - при подготовке пакетов информации для лицензирования участков недр и при составлении проектов разведочных работ на вновь лицензированных участках необходимо ставить и можно успешно решать ту же задачу выявления перспективных и первоочередных объектов для разведочных работ по архивным материалам ранее проведенных работ. Наиболее типичной ситуацией здесь является наличие ранее пробуренных непродуктивных скважин в сводах выявленных антиклинальных поднятий. Выявление аномалий шумов, которые можно связывать с неантиклинальными ловушками, позволяет существенно повысить перспективы участка и более целенаправленно планировать дальнейшие ГРР. По нашему глубокому убеждению вся априорная информация подлежит обязательному анализу с использованием появившихся инновационных технологий.

В Новосибирской области совместно с ОАО «Сибнефтегеофизика» были выполнены исследования по трем лицензионным участкам с выделением первоочередных участков для детализационных работ, как правило, связанных с неантиклинальными ловушками. Однако недропользователя эти результаты не заинтересовали, и он продолжал опираться только на результаты стандартного структурно-седиментационного анализа. В результате к ранее пробуренным скважинам добавились новые непродуктивные скважины, и встал вопрос об отказе от лицензий, Рис.8.

- ***При поисково-разведочных работах –*** метод опробован больше всего и

главным образом для тестирования его по одиночным профилям, проходящим через пробуренные скважины. Исследования выполнены на десяти площадях (по всем месторождениям) в Новосибирской области, на 18 площадях в Томской области, на 10 площадях в ХМАО. на 7 площадях в Восточной Сибири, Всего тестирование проведено более, чем на 50 площадях, более, чем на сотнях скважин [6]. Наши выводы вполне однозначны:

- все участки выявленных месторождений характеризуются аномальным уровнем геодинамических шумов;

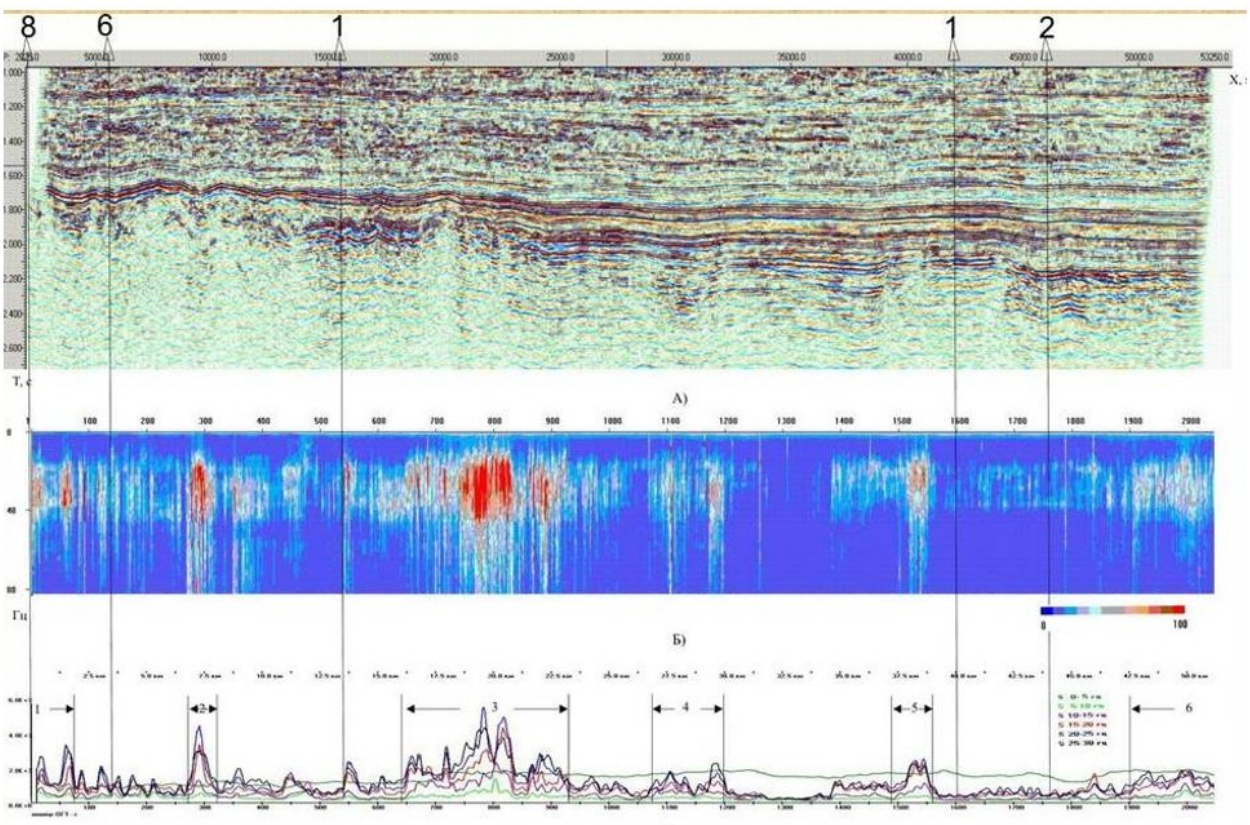
- подавляющее большинство непродуктивных скважин (до 95%) попадают на участки фоновых значений шумов;

- оставшиеся 5% непродуктивных скважин, где полученные отрицательные результаты при испытаниях скважин противоречат характеру наблюдаемых геодинамических шумов, рекомендуются к дополнительному совместному анализу данных сейсморазведки и бурения.

Поскольку обработка материалов по нашей технологии может выполняться очень оперативно, можно использовать различные формы комплексирования со стандартными работами на отраженных волнах:

1. При выполнения полевых работ, оперативно используя полученные данные о шумах, можно более целенаправленно управлять процессом получения сейсмической информации, сгущая сеть профилей на участках выявленных аномалий, что является весьма актуальным при проведении сейсморазведочных работ в Арктике с применением подводных геофизических комплексов.

2. Не менее важным является получение этих данных до начала стандартной



▲ *Рис. 8. Сопоставление временного разреза (А) с характеристиками микросейсм: (Б) – спектры; (В) – графики интенсивности. Участок профиля с непродуктивными скважинами.*

обработки и интерпретации материалов по отраженным волнам, когда можно более придирчиво отнестись к анализу данных на участках выявленных аномалий.

3. На заключительном этапе стандартной интерпретации можно получить характеристики шумов по кресту профилей, проходящих через точки рекомендованных скважин, исключив из них те, где отсутствует аномальное поле эмиссионных волн.

При любом варианте комплексирования , кроме пользы, ничего не будет.

- ***При детальных работах*** - для уточнения блоковых моделей залежей, ранжирования блоков по ожидаемой продуктивности. На всех площадях, где имелось несколько продуктивных скважин, мы пытались анализировать зависимости амплитудных характеристик шумов от продуктивности скважин, и, как правило, эти зависимости получаются достаточно устойчивыми.

- ***При планировании буровых работ –*** рекомендуется использование метода в качестве контрольно-ревизионного для экспертной оценки надежности рекомендаций на заложение скважин. Последнее особенно важно, т. к. позволяет поднять эффективность бурения до 90 – 95% и как-то сгладить тот разрыв между добычей и подготовкой новых запасов, который сложился из-за резкого сокращения и низкой успешности поискового и разведочного бурения. Очевидно, что тотальное применение такого подхода кратно окупится за счет уменьшения количества непродуктивных скважин, но споры идут, и метод пока не находит должного применения. Стоимость экспертной оценки надежности рекомендаций на заложение скважины составляет менее 1% от стоимости буровых работ.

Новая информация об изучаемой среде, извлекаемая методами пассивной сейсморазведки, способна существенно повысить эффективность ГРР и заслуживает самого широкого использования.

Литература

1. Садовский М.А., Николаев А.В. 1982. Новые методы сейсмической разведки. Перспективы развития. Вестник АН СССР № 1. с.36-42.

2. Арутюнов С.Л., Давыдов В.Ф., Кузнецов О.Л. и др. 1999. Явление генерации инфразвуковых волн нефтегазовой залежью. Научное открытие № 109.

3. Ведерников Г.В., Жарков А.В., Максимов Л.А. 2001. Опыты по регистрации геодинамических шумов от нефтегазовой залежи. Геофизика. Спец. выпуск к 30-летию ОАО «Сибнефтегеофизика». с. 96-98.

4. Ведерников Г.В. 2004. Способ сейсмической разведки. Патент РФ. № 2263932.

5. Ведерников Г.В., Хогоев Е.А. 2007. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм при сейсморазведочных работах МОГТ. Материалы III Международного конгресса «Гео-Сибирь – 2007». Новосибирск.

6. Ведерников Г.В. 2012. Прогноз залежей углеводородов по характеристикам микросейсм. Новосибирск. Изд. «Свиньин и сыновья». 202 с.

7. Shapiro S. A.2007. Microseismisity – a tool for reservoir characterization.

Подробнее об авторах



Ведерников
Геннадий Васильевич

ООО «НМТ-Сейс»



Максимов
Леонид Анатольевич

ООО «НМТ-Сейс»

Пассивная низкочастотная сейсморазведка – – мифы и реальность

Шабалин Н.Я., Биряльцев Е.В., Рыжов В.А., ЗАО «Градиент», г. Казань

Введение

Переход крупных и уникальных нефтяных месторождений на позднюю стадию эксплуатации, в первую очередь в Урало-Поволжье и Западной Сибири, сложность поисково-разведочных работ на шельфе арктических морей и в Восточной Сибири, вызвали в 90-х годах XX века повышенный интерес к поиску малых месторождений-спутников, доразведке краевых зон, определению зон невыработанных заводнением. Зачастую, классических методов сейсморазведки оказывалось недостаточно для решения этих задач, так как поисковые объекты имели малые размеры, малую амплитуду, различные осложняющие факторы в виде замещений, размывов и врезов. Эффективная нефтенасыщенная толщина таких залежей обычно составляет несколько метров, что не дает возможности применять методы динамического анализа сейсмических данных. Да и экономическая эффективность постановки высококачественной 3D сейсмики на объекты с потенциальными извлекаемыми запасами в первые сотни тысяч тонн вызывает сомнение.

Потребность в комплексировании данных структурной сейсморазведки с методами, чувствительными к типу насыщения, вызвала всплеск методов, которые позиционировали себя как прямые методы поиска углеводородов. Некоторые методы, такие как AVO-анализ, имели ясные физические и математические основы, для других методов, таких как технология ГОНГ, физические основы были не столь явны, значительное число «технологий» (микролептонные и торсионные поля, экстрасенсорный поиск) были откровенным шарлатанством. За последние 15-20 лет, как в России, так и за рубежом, возникла также группа технологий, основанных на спектральном анализе микросейсмического поля, к которым геофизическая общественность отнеслась очень неоднозначно. С одной стороны, микросейсмическое поле — это реально существующая физическая сущность, в отличие от тех же торсионных и микролептонных полей. С другой стороны, как из этого поля извлечь информацию о типе насыщения, с какой точностью, и можно ли это сделать вообще — непонятно.

В этой статье мы попытались осветить сущность пассивных спектральных микросейсмических методов, определить их возможности, ограничения и возможное место в обойме поисково-разведочных геофизических методов.

История развития

В 1993 году Арутюнов и др. [1] описали эффект увеличения спектральной плотности микросейсм в диапазоне 2-3 Гц над нефтегазовыми залежами. На основе данного эффекта ими несколько позже был разработан поисково-разведочный метод на нефть и газ, названный АНЧАР. Позднее данный эффект был подтвержден независимыми исследователями, в том числе за рубежом [2]. В 2003 году по инициативе Р.Х. Муслимова по практически аналогичной методике DISCH метод был апробирован в Республике Татарстан. Результаты апробирования скорее опровергли, чем подтвердили применимость метода — спектральные максимумы между 2 и 3 Гц наблюдались во всех точках исследования, в том числе около достоверно сухих по всему разрезу скважин. Вместе с тем, спектр в низкочастотном диапазоне 1-10 Гц демонстрировал некоторые, еще не очень понятные закономерности, что заставило внимательнее взглянуть на изучение микросейсм.

Разработчики метода АНЧАР выдвигали в качестве обоснования повышения спектральной плотности теорию «странного аттрактора» – дополнительного микросейсмического излучения, генерирующегося нефтегазовыми залежами за счет внутренних процессов [3]. Это обоснование весьма спорно с точки зрения физики явления, но, самое главное, оно не предлагало методики для теоретического расчета положений спектральных максимумов. Несколько лучше с физикой обстояло дело у другого обоснования [4], постулирующего, что дополнительная спектральная энергия возникает вследствие аномального рассеяния низкочастотных сейсмических волн на газовых пузырьках, содержащихся в нефтяных залежах. Вместе с тем, это обоснование предполагало наличие нескольких скрытых параметров (например, диаметр пузырька), подбирая которые можно было получить практически любую частоту аномального рассеяния.

В 2005 году авторами данной статьи была выдвинута гипотеза [5], что аномальные спектральные максимумы имеют резонансную природу. Геологическая среда имеет преимущественно горизонтально-слоистое строение со слоями с различным упругими свойствами. Хорошо известно [6], что при распространении сейсмической волны в слоистой среде, на длинах волн, сопоставимых с мощностью слоев, частотная характеристика сейсмических волн претерпевает изменения. На ряде частот возникают так называемые собственные резонансные колебания, приводящие к увеличению спектральной мощности, а между собственными частотами — соответственно к ее уменьшению. Интенсивность перераспределения энергии зависит от контрастности границ, чем контрастнее (в плане акустической жесткости) геологические слои, тем более характерны максимумы на собственных частотах. Из вышесказанного вытекает следующее обоснование: любая слоистая геологическая среда обладает собственной частотной характеристикой, нефтегазовая залежь вносит дополнительную контрастность в разрезе, что вызывает изменение структуры спектральных максимумов.

Рассчитанные на основе данного подхода частотные характеристики среды для скоростной модели разреза Южно-Татарского свода показали, что около 2.5 Гц наблюдается устойчивый спектральный максимум именно для среды без нефтенасыщения в разрезе, что объяснило вышеупомянутые результаты исследований по методике DISCH. Нефтенасыщение в среднем и нижнем карбоне, в геологических условиях Республики Татарстан, вызывает появление нового спектрального максимума в диапазоне 4-6 Гц.

Физико-математические основы метода

Из физики явления вытекает, что для различных геологических условий залегания поискового объекта, поисковые признаки, т. е. положение спектральных максимумов в спектре микросейсм, будет различно. На спектральную характеристику влияет не только скоростная характеристика среды, но и положение залежи в разрезе. Это большая проблема для практического геофизического метода. Для ее решения возможно применение статистических методов — набор статистики в пределах некоторой нефтеносной провинции на материале участков с доказанной нефтеносностью в различных этажах нефтеносности. Статистический подход требует объемных предварительных исследований или калибровки метода «на лету» - при проведении исследований на некотором участке снимается спектр микросейсм около сухой и продуктивной на целевом

горизонте скважинах, и затем производится сопоставление спектров в данных точках со спектрами точек полевых наблюдений. Статистический метод очень трудоемок, для надежных оценок требуется не менее сотни скважин на каждом этаже нефтеносности конкретной провинции. Следует отметить, что зависимости между спектрами микросейсм и скоростной моделью изменяются от провинции к провинции гораздо сложнее, чем, например, зависимости между данными каротажа и петрофизическими характеристиками и требует более сложного статистического анализа. Калибровка «на лету» имеет ряд проблем в практическом применении: 1) не всегда в районе работ находятся нужные скважины; 2) геологическое строение в области калибровочных скважин и на площади исследований может отличаться, особенно в верхней части разреза; 3) разработка меняет насыщение и следовательно, механические свойства изучаемого пласта; 4) краевые эффекты могут исказить спектры на калибровочных скважинах; 5) на малом статистическом материале калибровочных скважин легко выделить не тот поисковый признак и неверно проинтерпретировать полевые данные. Кроме того, статистическо-калибровочный подход принципиально не работает на территориях, где нет скважин.

Поскольку «гипотеза резонанса» имеет под собой строгую математическую основу — механику сплошной среды, принципиально возможно пойти расчетным путем и рассчитать ожидаемые частотные характеристики для конкретного скоростного разреза и положения поискового объекта. Для практического применения расчетного метода как основы для интерпретации микросейсмических данных существовало две трудности. Первая связана с чисто вычислительным аспектом. Расчет частотной характеристики среды для реальных сред, состоящих из десятков слоев, невозможно провести аналитически. Если положение собственных частот для многослойных сред еще можно вычислить, то амплитуда на данных частотах принципиально не поддается аналитическому расчету [7]. Кроме того, аналитическому расчету не поддаются интенсивность на краях залежи, многослойные залежи, а также неплоскопараллельное залегание.

Теоретический расчет ожидаемых частотных характеристик микросейсм для различных положений поискового объекта для сколь-нибудь сложных случаев можно произвести только на основе численного моделирования распространения сейсмических волн в 2-D и 3-D постановках (рис. 1). Популярные в сейсмике подходы к построению синтетических сейсмограмм на основе свертки сейсмического импульса и последовательности коэффициентов отражения по скважинным данным принципиально не подходят для решения этой задачи. Поскольку мощность слоя сопоставима с длиной волны, геометрические законы отражения-преломления здесь не работают, необходимо полноволновое моделирование. Такие задачи требуют вычислительных мощностей в несколько Терафлопс и решаются только на суперкомпьютерном оборудовании.

Для решения этой задачи был разработан собственный моделирующий пакет программ с использованием, так называемых, графических вычислений - сравнительно новой технологии, позволяющей использовать для вычислительных задач гигантские вычислительные мощности игровых графических карт. Поскольку одна графическая карта заменяет в задачах моделирования распространения сейсмических волн несколько десятков обычных процессоров [8], это решение позволяет решить задачу

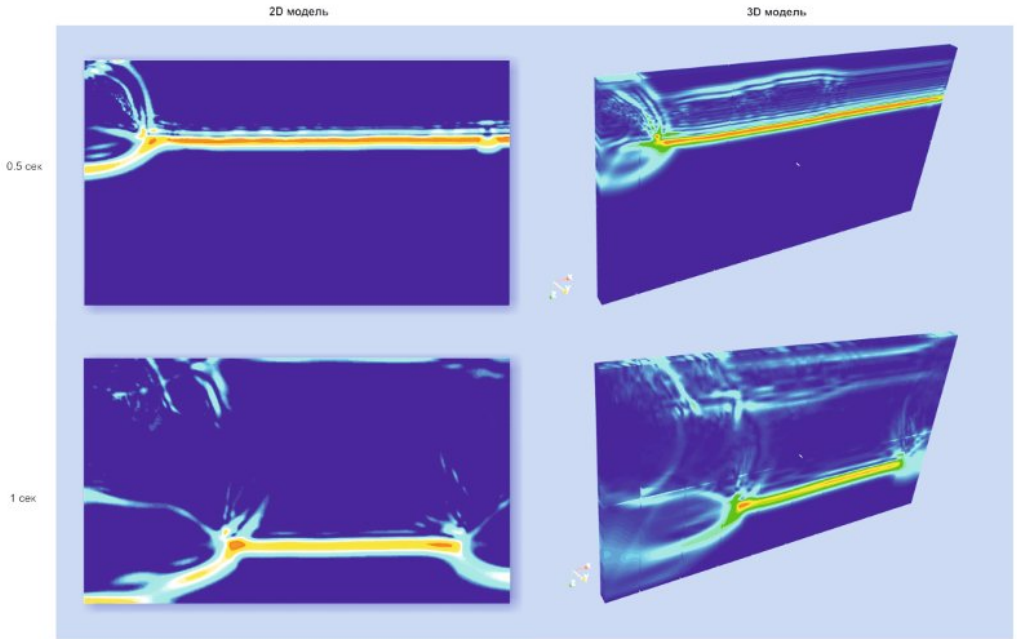


Рис. 1. Примеры распространения волновых процессов в среде для 2D и 3D моделирования

расчета частотных характеристик теоретическим путем для геологической среды любой сложности с практически приемлемым бюджетом.

Вторая трудность касается реологических моделей залежи, применяемых при расчете. То, что нефтегазонасыщение меняет сейсмические характеристики среды, не подлежит сомнению. Такие известные технологии как AVO, анализ добротности среды Q и ряда других сейсмических атрибутов, основаны именно на детектировании изменения сейсмических характеристик при изменении характеристик насыщения по данным активной сейсморазведки. Известны работы Голошубина по экспериментальному определению зависимости спектрального состава отраженных волн от типа насыщения пористой среды [9, 10], которые, очевидно, также свойственны для естественных сейсмических волн (микросейсм).

Для выбора реологической модели были проанализированы результаты по расчету отражения на границе сред Био и Фойгта [11] и по расчету частотной зависимости скорости распространения сейсмической волны в вязкоупругой модели и модели Уайта [12]. Также были проведены собственные вычислительные эксперименты по отражению волнового импульса от тонкого слоя с повышенным затуханием. В результате было выявлено, что скорость распространения сейсмических волн в любой диспергирующей среде для сейсмического диапазона 30-50 Гц и для низкочастотного 1-5 Гц отличаются. В низкочастотном диапазоне скорость продольных волн на 15-25% ниже, чем в сейсмическом диапазоне для реалистичных характеристик сред. На рис. 2. представлены результаты собственного вычислительного эксперимента, в котором рассчитывалось отражение единичного импульса от тонкого слоя с нормальным, как и во вмещающей среде (добротность Q=500) и повышенным в 10 раз (добротность Q=50) коэффициентом поглощения. Контрастность акустической жесткости слоя относительно вмещающей однородной среды составляла 0.9. Хорошо видно, что для варианта с повышенным поглощением отраженный импульс имеет вдвое большую амплитуду. Таким образом, расчет теоретических частотных характеристик можно производить, используя эффективную модель залежи, как слоя с повышенным коэффициентом поглощения.

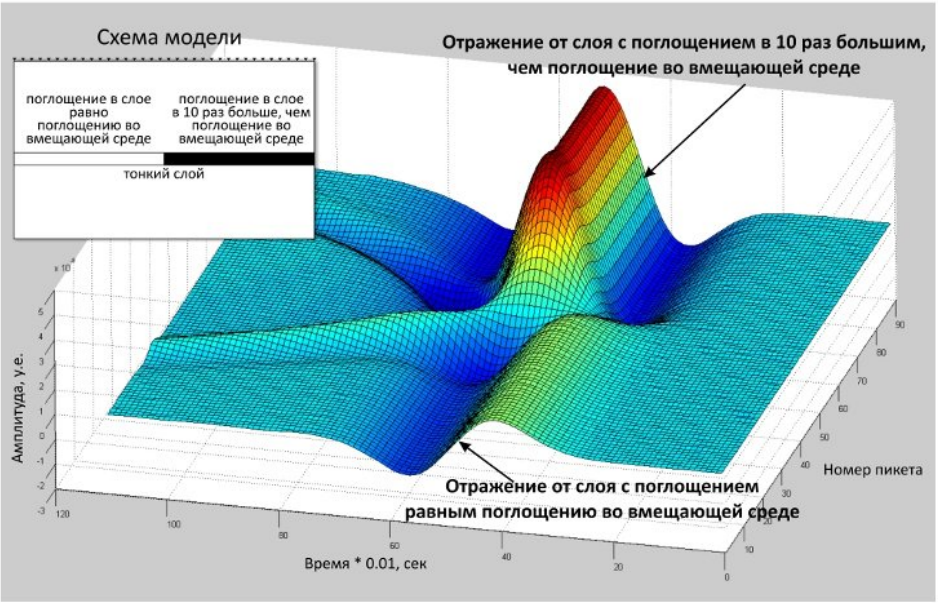


Рис. 2. Форма отраженной волны от тонкого слоя с пониженным волновым сопротивлением, а также с поглощением, равным поглощению в среде (ближе) и с поглощением в 10 раз большим, чем поглощение в среде (дальше).

Естественный микросейсмический фон в значительной мере формируется техногенными источниками — городами, дорогами, работающими механизмами, в связи с чем интенсивность микросейсмического фона подвержена ярко выраженной суточной цикличности. (рис. 3). Для нейтрализации этого эффекта необходимо применять суточные записи микросейсм и использовать непараметрические статистические методы для сопоставления спектров теоретических и наблюденных микросейсм.

Возможности метода

Метод низкочастотного сейсмического зондирования (НСЗ) имеет следующее типовое применение. Для площади исследований рассчитываются теоретические спектры для среды с залежью в известных горизонтах нефтеносности. Полевые данные для каждого пункта наблюдения сопоставляются с каждым из теоретических спектров, строится общая карта схожести спектров для каждого из горизонтов. Возможна и более сложная технология, когда горизонт нефтеносности неизвестен или их может быть несколько. В этом случае рассчитываются теоретические спектры для глубины залегания залежи от дневной поверхности до некоторой предель-

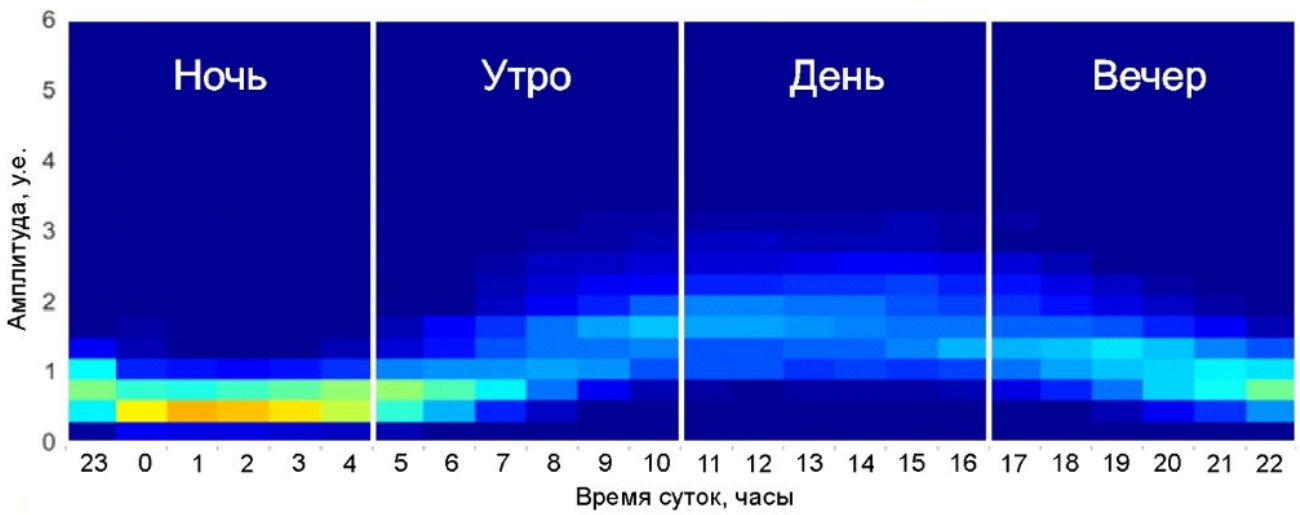


Рис. 3. Распределение параметра «Амплитуда» аномалии в течение суток.

ной глубины с шагом в несколько десятков метров. Результаты обработки, при адекватной скоростной модели, представляют собой фактически куб параметра (рис. 4), пропорционального вероятности нахождения залежи углеводородов.

Как следует из изложения технологии, метод основан на использовании скоростной модели разреза. В этом кроется определенная проблема. Для качественного расчета модельных спектров микросейсм необходима достаточно детальная модель пластовых скоростей на площади исследования. Известно, что скоростные модели по наземной сейсморазведке не всегда обладают требуемой детальностью и не соответствуют пластовым скоростям, особенно в верхней части разреза. Для качественного расчета необходимо использовать данные ВСП, экстраполировав их вдоль сейсмических горизонтов на всей площади работ. В районах с почти плоскопараллельным залеганием это не представляет сложности, однако, для более сложной геологии эта задача может вызвать серьезную трудность.

Более принципиальной проблемой является возможная практическая неразличимость расчетных спектров для некоторых горизонтов залегания между собой или с расчетным спектром для пустого разреза. Такая ситуация теоретически возможна, отображение скоростной модели разреза на спектральную характеристику не обязано быть взаимно однозначным. Поэтому при применении данного метода целесообразно заранее рассчитать спектры для интересующих горизонтов залегания и убедиться в принципиальной различимости спектров.

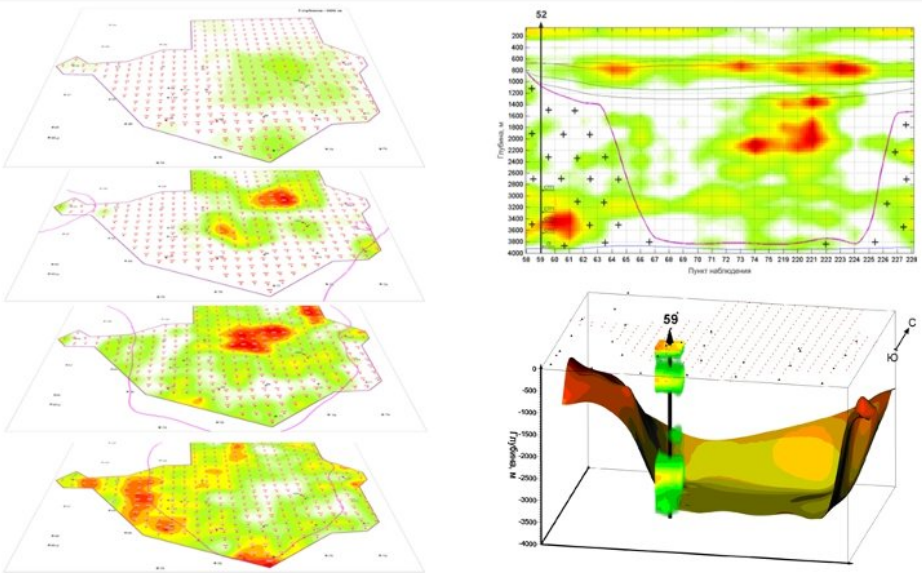


Рис. 4. Представление результатов обработки данных пассивных микросейсмических исследований в виде срезов и разрезов 3D куба вероятности нахождения залежи углеводородов

Серьезным фактором, мешающим правильной интерпретации, может явиться повышенная локальная техногенная шумовая компонента от скважинного и бурового оборудования, трубопроводов, дорог с интенсивным движением и других близких источников. Локальное оборудование имеет свой собственный спектр, который, естественно, фиксируется датчиками микросейсм. Если спектры удаленных источников усредняются и образуют в однородной среде так называемый фликкер-шум с предсказуемыми характеристиками, то интенсивный локальный источник вкладывает свой спектр в общий микросейсмический сигнал «как есть». Фильтрация близких источников представляет собой сложную математическую задачу, требующей настраиваемых нелинейных

методов фильтрации. Особо интенсивные локальные шумы могут и не отфильтроваться до требуемого уровня и исказить результаты интерпретации. Поэтому, в частности, автоматически построенные карты схожести спектров подвергаются ручному анализу, в котором отбраковываются аномалии, вызванные локальными источниками.

Из длин волн используемого сейсмического диапазона (1-5Гц) вытекают и точностные характеристики по определению глубины и местоположения поискового объекта, а также ограничения на размер объекта, который может быть определен по данному методу. Так как длина волны на частоте 1-5 Гц составляет первые сотни метров, то минимальный размер объекта и точность его позиционирования по глубине и простиранию в зависимости от глубины составляет 100-400 метров. Чем больше глубина залегания, тем больше минимальный размер объекта, и тем больше получается неопределенность его положения по глубине и в плане. Конкретные оценки зависят от скоростной модели. Этим фактором, в частности, определяется оптимальный шаг наблюдений, шаг мельче 200-300 метров для большинства решаемых задач нецелесообразен.

В настоящее время в качестве реологической модели для расчетов модельных частот применяется модель вязкоупругой среды Фойгта. При варьировании коэффициента затухания и контрастности залежи, можно получить достаточно реалистичные спектры. Вместе с тем, данная реологическая модель обладает следующим ограничением — коэффициент затухания никак не связан с характеристиками флюида и коллектора. Это не позволяет теоретически оценить, даже при совершенно адекватной скоростной характеристике, насколько интересна выявленная залежь для разработки — какая у нее нефтенасыщенность, эффективная толщина и др. параметры, важные для принятия решения о бурении. Путь решения этой проблемы принципиально понятен — это усложнение реологической модели. Наиболее известной моделью, содержащей такие параметры как пористость, проницаемость и вязкость флюида, является модель Био. Программный моделирующий комплекс с моделью Био для решения задачи распространения сейсмических волн на кластере графических процессоров в настоящее время разработан, ведутся тестовые исследования, и мы надеемся, что в результате них появится возможность определения не только геометрических характеристик залежи, но и ее кондиций.

Заключение

Таким образом, развиваемый ЗАО «Градиент» пассивный микросейсмический метод основан на известных физических принципах, обработка и интерпретация производится на основе развитого математического аппарата и мощных вычислительных средствах. Так как основой для интерпретации данного метода спектрального анализа микросейсмического поля является скоростная модель разреза, то наиболее оптимальным является его применение совместно со стандартными методами активной сейсмики в 2D и 3D вариантах. В этом случае метод работает в различных геологических провинциях на решение задач поиска, разведки и доразведки с высоким коэффициентом подтверждаемости, так, например, по независимым оценкам [13] в Урало-Поволжском регионе, коэффициент подтверждаемости достигает 80%. Упрощенный подход к анализу микросейсмических данных, применяемый некоторыми геофизическими компаниями, чреват грубейшими ошибками и является, по сути, дискредитацией данного перспективного геофизического направления.

Литература

1. Арутюнов, С.Л. Прямой метод акустической низкочастотной разведки на нефть и газ (результаты и перспективы) [Текст] / С.Л. Арутюнов, О.Л. Кузнецов [и др.] // Сборник Международной научной конференции «Геофизика и современный мир». – М., 1993.

2. S.Dangel. Phenomenology of tremor-like signals observed over hydro-carbon reservoirs. Journal of Volcanology and Geothermal Research, No128, 2003, p.135-138.

3. Графов Б.М., Арутюнов С.Л., Казаринов В.Е., Кузнецов О.Л., Сиротинский Ю.В., Сунцов А.Е. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР. 1996, Геофизика 5, С. 24-28.

4. Корчагин, С.А. Механизм низкочастотных резонансов в пористой породе [Текст] // Геофизика 2000. – № 6.

5. Birialtsev, E.V. The analysis of microseisms spectrum at prospecting of oil reservoir on Republic Tatarstan [Text] / E.V. Birialtsev, I.N. Plotnikova, I.R. Khabibulin, N.Y. Shabalin // EAGE Conference. – Saint Petersburg, Russia, 2006.

6. Бреховских Л.М. Волны в слоистых средах. – М.: Наука, 1973. – 343 с.

7. А.Н.Тихонов, А.А.Самарский, Уравнения математической физики. Учеб. пособие. — 6-е изд., испр. и доп. — М.: Изд-во МГУ, 1999.

8. Галимов М.Р. Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах [Текст] / М.Р. Галимов, Е.В. Биряльцев // Вычислительные методы и программирование, 2010. Т. 11, С. 77-93.

9. Korneev, V.A., G.M. Goloshubin, T. M. Daley, and D. B. Silin, 2004, Seismic low-frequency effects in monitoring fluid-saturated reservoirs: Geophysics, 69, 522–532.

10. Goloshubin, G., C. Van Schuyver, V. Korneev, D. Silin, and V. Vingalov, 2006, Reservoir imaging using low frequencies of seismic reflections: The Leading Edge, 25, 527–531.

11. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии Тверь, Изд-во ГЕРС, 2006

12. Beatriz Quintal, Stefan M. Schmalholz, Yuri Y. Podladchikov, Low-frequency reflections from a thin layer with high attenuation caused by interlayer flow: GEOPHYSICS, VOL. 74, NO. 1

13. Интервью с заместителем генерального директора – главным геологом ОАО «Татнефть» Раисом Хисамовым. "Надо работать над увеличением КИН". Журнал "Экономика и ТЭК сегодня". С.94-98

Подробнее об авторах



Шабалин
Николай Яковлевич

генеральный
директор
ЗАО «Градиент»



Биряльцев
Евгений Васильевич

заместитель
генерального директора
по науке, к.т.н.
ЗАО «Градиент»



Рыжов
Василий Александрович

руководитель
информационно-
-аналитического центра,
к.ф.-м.н.
ЗАО «Градиент»

Опыт регистрации и обработки наземных сейсмических данных, полученных в процессе производства гидравлического разрыва пласта

Брыксин И.В., ОАО «Хантымансийскгеофизика», г.Ханты-Мансийск

В статье рассмотрена технология наземного сейсмического мониторинга контроля развития трещин при гидравлическом разрыве пласта в эксплуатационных скважинах, а также приводятся некоторые результаты работ, проведённых на территории Ханты-Мансийского автономного округа - Югры.

Искусственный гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее действенных мероприятий, которые проводятся на разрабатываемых нефтяных месторождениях для увеличения темпов отбора нефти и более полной выработки месторождения. С помощью ГРП эти цели достигаются за счёт двух основных факторов:

1. Увеличение трещиноватости околоскважинного пространства и улучшение его проницаемости способствует более интенсивному притоку нефти из пласта в скважину через уплотнённую прискважинную зону;

2. Развитие техногенной трещиноватости на значительные удаления от скважины способствует вовлечению маловыработанных участков залежи (таких, как останцы и целики) в процесс активной нефтедобычи [1].

В настоящее время применение ГРП с целью интенсификации притоков нефти на разрабатываемых месторождениях Западной Сибири носит повсеместный характер. Но проведение операций ГРП происходит “вслепую”, то есть без непосредственной визуализации траектории развития трещиноватых зон. Проектирование ГРП основывается на численном моделировании процесса. В реальной геологической среде техногенное воздействие на пласт зачастую протекает непредсказуемо. По некоторым оценкам, лишь в 30% производства ГРП происходит значительный положительный эффект от техногенного воздействия, в остальных же 70% случаев фиксируются негативные последствия операций ГРП, такие, например, как обводнение, рассечение нефтяной залежи и др.

В ОАО “Хантымансийскгеофизика” (2001-2004гг.) была разработана принципиально новая методика контроля развития трещин при ГРП, с проведением сейсмических наблюдений на дневной поверхности. Основной целью проведения работ является *получение информации о направлении и площади распространения зон растрескивания коллектора.*

На настоящий момент методика опробована на ряде объектов – выполнены наземные сейсмические наблюдения в ходе производства 22-х ГРП на 16 скважинах в пределах Ханты-Мансийского автономного округа. Новизну и привлекательность данной методики, в отличие от существующих, в том числе зарубежных, составляет то, что для сейсмического мониторинга ГРП нет необходимости в приостановке работы соседних скважин [2]. Избыточность наземной приёмной системы наблюдений повышает качество детектирования глубинных сейсмических событий, позволяя успешно проводить работы в районах с высоким уровнем техногенных шумов.

Осреднённые параметры методики проводившихся полевых работ:

- система наблюдений: симметричная, радиальная, состоящая из 5-6 приёмных

линий, пересекающихся в точке проекции пластопересечения на дневную поверхность, рис.1);

- общее число регистрируемых каналов: 325 – 390 шт.;
- расстояние между пунктами приёма (ПП): 50м;
- радиус приёмной расстановки: до 1600м;
- абсолютная глубина до изучаемого пласта: 2400м – 3000м;
- смещение точки пластопересечения от устья в плане: 300-2000м;
- сейсмостанция: цифровая телеметрическая, обеспечивающая непрерывную регистрацию, с минимальными аппаратурными задержками между единичными сейсмограммами;
- шаг дискретизации: 2 мсек;
- время, охватываемое регистрацией: 3-12 ч.;
- сейсмоприёмники: GS-20DX, группирование 12 шт. на базе 25м.

В комплекс работ по сейсмическому мониторингу процесса ГРП неотъемлемой частью включаются полевые наблюдения, направленные на получение точной волновой привязки изучаемого пластопересечения в волновом поле: нахождение статических поправок за пункты приёма (ПП) и составление кинематической модели среды. В качестве стандартного решения данной задачи проводится сейсмическая регистрация перфорационных работ, которые выполняются в целевом интервале скважины и предшествуют проведению ГРП.

Следует отметить, что использование перфорации для волновой привязки пластопересечения – это наиболее простой и точный способ, позволяющий оценить реальное прохождение сейсмических колебаний от изучаемой области до приёмной расстановки, что является залогом успешного позиционирования глубинных источников (растрескивание

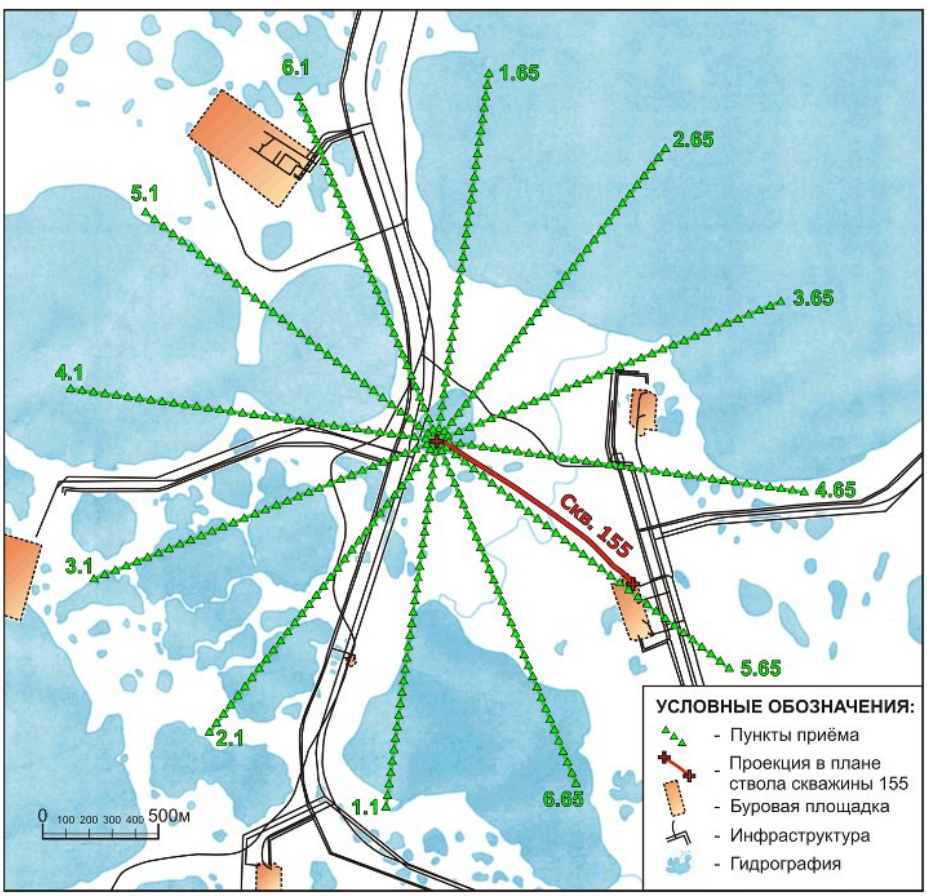
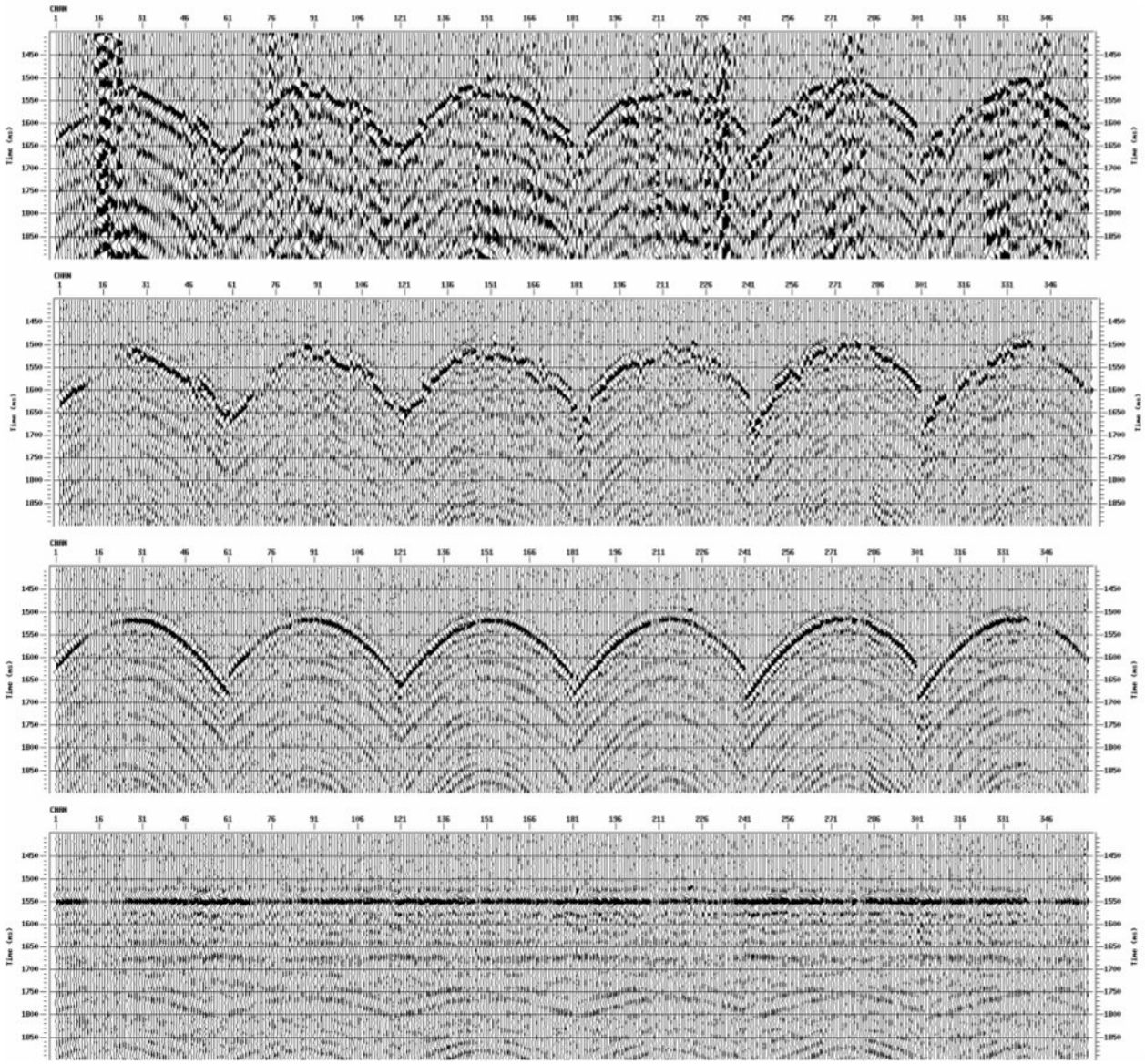


Рис. 1. Пример полевой системы наблюдений при сейсмическом мониторинге ГРП

коллекторов) при ГРП. На рис. 2 представлены фрагменты суммарных перфорационных сейсмограмм на разных этапах обработки.

онной сейсмограмме. На горизонтальном сечении, проходящем через изучаемый пласт БС10 (а.о. -2445м.), перфорация отображается в виде локального



▲ *Рис. 2. Фрагмент суммарной перфорационной сейсмограммы:*
а) простая сумма 7-ми перфорационных сейсмограмм;
б) сумма сейсмограмм после выделения сигнала (фильтрация, деконволюция);
в) сейсмограмма (б) с учётом статических поправок за пункты приёма;
г) сейсмограмма (в) с учётом кинематического закона

По зарегистрированным перфорационным сейсмограммам проводится настройка (калибровка) алгоритма выделения сейсмических событий, происходящих в области исследований. На рис. 3 представлен пример выделения сейсмических источников по перфорации-

всплеска амплитуд сейсмической активности, совпадающим с координатами пластопересечения.

При проведении работ по сейсмическому мониторингу процесса ГРП регистрация информации начинается за 15 минут до начала непосредственной

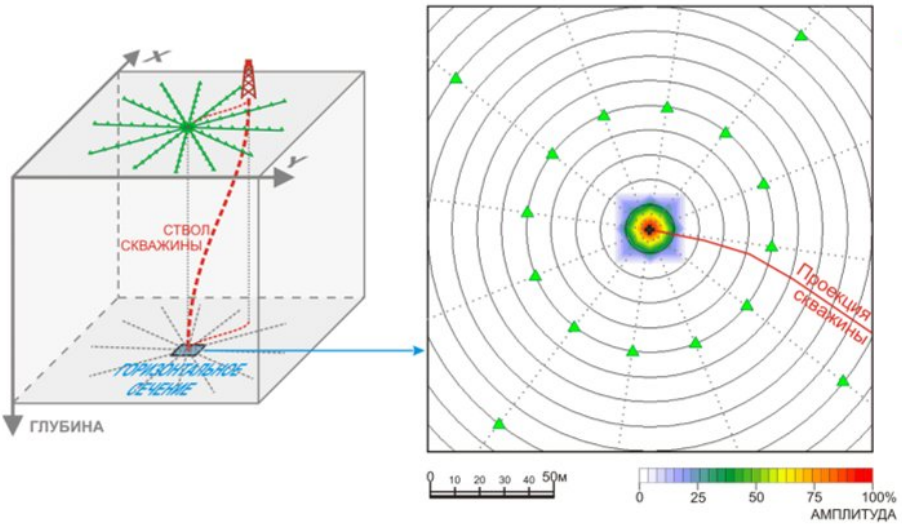


Рис. 3. Выделение сейсмических источников в плане изучаемого пласта по перфорационной сейсмограмме (окружности проведены через 10м.; центральная точка – – пластопересечение и центр приёмной расстановки)

закачки и длится в течение 3-8 часов после окончания нагнетания. Общее время регистрации на скважине достигает 12 часов, а объём зарегистрированных сейсмических данных исчисляется первыми десятками гигабайт.

На рис. 4 показаны технологические графики проведения ГРП в сопоставлении с выявленной сейсмической активностью, приуроченной к окрестностям пластопересечения. Здесь следует обратить внимание на то, что сейсмическая активность по окончании процесса ГРП ослабевает, но не прекращается. Данное явление объясняется релаксацией пластового давления, нарушенного в процессе проведения ГРП, приводящей к образованию и схлопыванию отдельных трещин, что влечёт за собой высвобождение сейсмической энергии (сейсмическая эмиссия) [1]. Процесс эмиссии сейсмической энергии может длиться в течение нескольких суток, т.е. до полного восстановления динамического равновесия в геологической среде, а протяженность активной области может достигать 1000 м. Однако наиболее существенные процессы происходят в первые часы. Наблюдение эффектов эмиссии сейсмической энергии после окончания ГРП позволяет в более полной мере оценивать техногенное воздействие на целевой интервал.

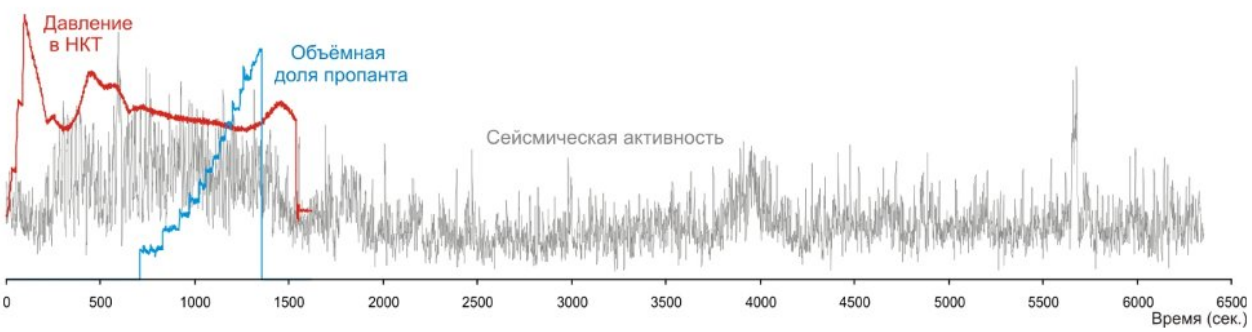
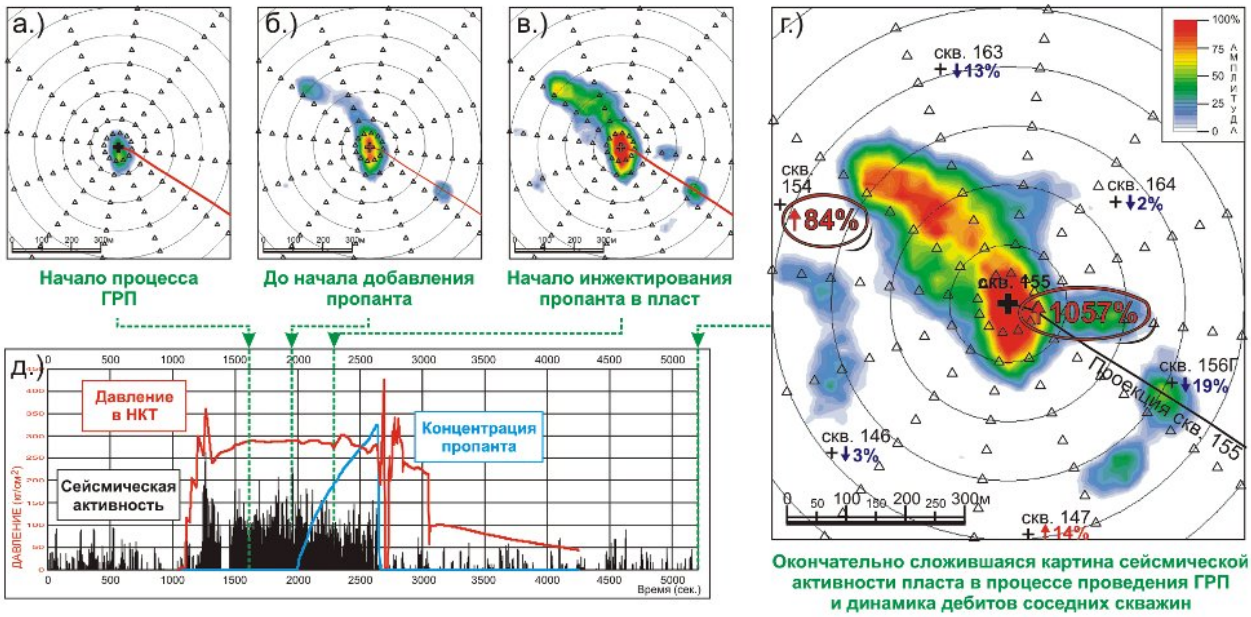


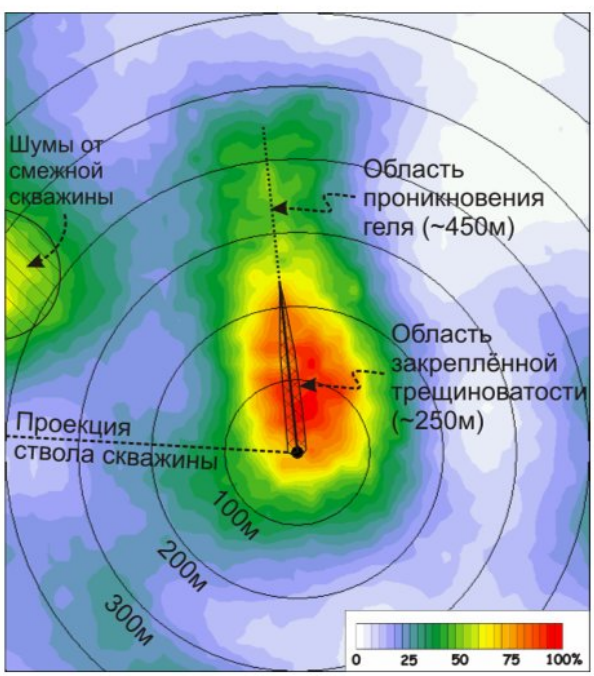
Рис. 4. Технологические графики проведения ГРП в сопоставлении с сейсмической активностью, приуроченной к окрестностям пластопересечения

Один из примеров результатов обработки данных сейсмического мониторинга ГРП приведён на рис. 5. Изучаемая скважина расположена на севере Сургутского свода. Общий объём закачанной смеси составил 90 куб.м. Динамика сейсмической активности пласта имеет



▲ *Рис. 5. Результаты обработки данных наземного сейсмического мониторинга, проведённого на скважине №155 в процессе ГРП БС10 (север Сургутского свода, 2004г)*

высокую корреляцию с технологическими графиками проведения ГРП. Интенсивность выделенных аномалий сейсмически активных зон наиболее вероятным образом отображает степень новообразованной трещиноватости (развитие сети каналов). Аномальная область имеет ассиметричный вид – около 75м на юг и порядка 320м на северо-запад от скважины. Проектная полудлина трещины, рассчитанная при дизайне операции ГРП, должна быть не более 70м.



▲ *Рис. 6. Результаты обработки данных наземного сейсмического мониторинга ГРП АС10 (Широтное Приобье, 2009г)*

Привлечение данных по динамике дебитов соседних скважин независимо подтверждает достоверность результатов, полученных на скважине №155 (рис.5, г). По 5-ти смежным скважинам разброс изменений дебитов составляет -19% – +14%. В скважине 154, в направлении которой по данным сейсмического мониторинга развилась трещина ГРП, дебит увеличился на 84%. Данное обстоятельство может указывать на то, что посредством ГРП в скважине №155 произошло установление более тесной гидродинамической связи между смежными скважинами №155 и №154.

Стоит отметить, что ситуация развития трещины на большие удаления от скважины в одном направлении, без формирования симметричного крыла в противоположную сторону, не редкость. На рис. 6 приведена результирующая карта сейсмической активности, полученная при ГРП АС10 с большим объёмом закач-

ки (общий расход смеси ~350 куб.м., 120т проппанта) и также с односторонним развитием трещиноватой зоны (до 450м на север от скважины). В 400м северо-западнее исследуемой скважины хорошо отождествляется положение пластопересечения смежной скважины (шумы от работы ЭЦН). Сопоставление фаз закачки при ГРП с ростом сейсмически активных зон даёт возможность выделять предположительные зоны проникновения “чистого” геля и области инжектирования закрепителя трещин (проппанта).

В неоднородном как по структуре, так и по составу неокомском клиноформном комплексе большое значение приобретает локальная неоднородность коллекторов, которая зачастую является определяющим фактором при развитии трещин в процессе ГРП. Речь идёт как о геометрических размерах трещиноватых зон (протяжённость, симметрия относительно инжектируемой скважины), так и о направлении их развития. Хорошим подтверждением данной гипотезы служат результаты сейсмического мониторинга ГРП, приведённые на рис. 7.

Результаты сейсмического мониторинга схематично вынесены на карту эффективных нефтенасыщенных толщин изучаемого пласта АС10 (рис. 7, а): основная трещина развилась на запад через (!) неподтверждённую бурением зону отсутствия коллектора. По опыту подобных работ известно, что трещина обычно развивается не в сторону ухудшения коллекторских свойств пласта, а скорее наоборот, в сторону их улучшения или неизменности. В связи с этим был сделан прогноз на смещение границы отсутствия коллектора дальше на запад, что подтвердилось при последующем бурении смежной скважины (рис. 7, б).В последствии, анализируя данные сейсморазведки МОГТ 3D выяснилось, что

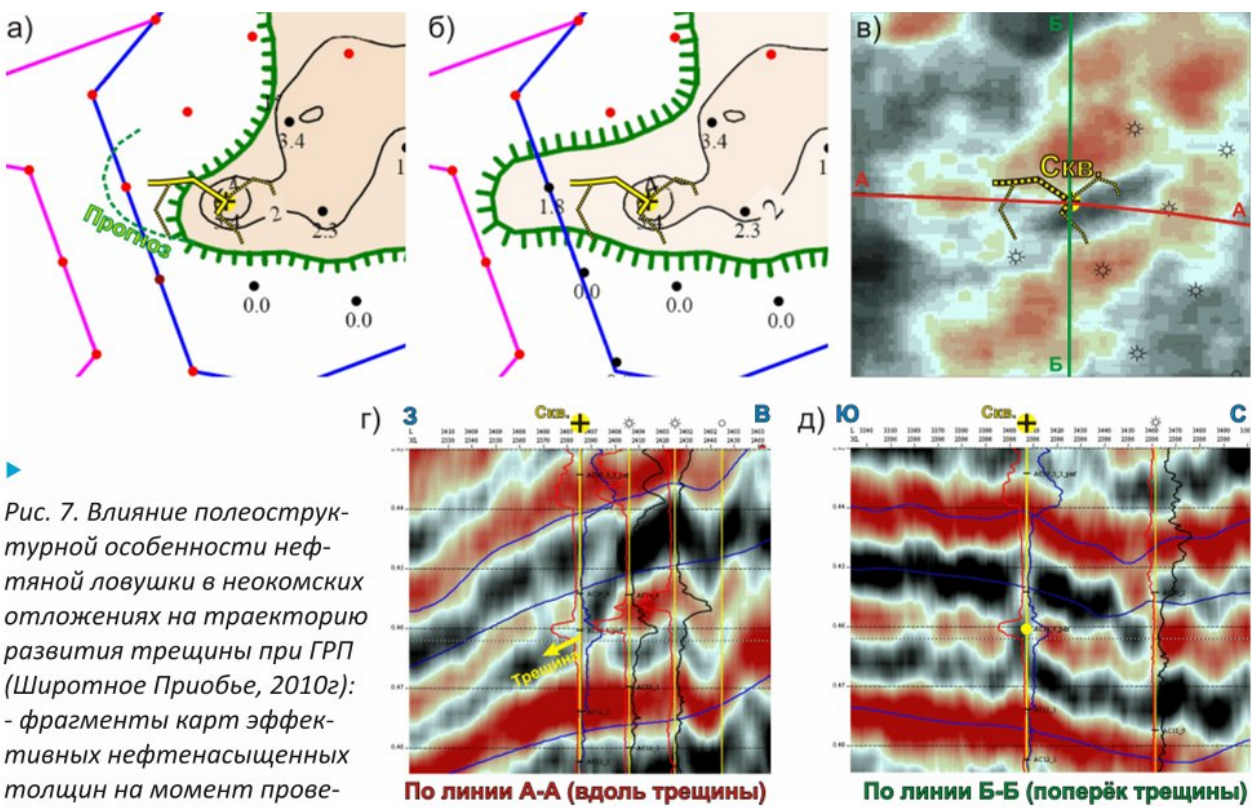


Рис. 7. Влияние полеоструктурной особенности нефтяной ловушки в неокомских отложениях на траекторию развития трещины при ГРП (Широтное Приобье, 2010г): - фрагменты карт эффективных нефтенасыщенных толщин на момент проведения ГРП (а) и после бурения смежной скважины (б); - в) сечение куба сейсмических данных МОГТ 3D по подошве ловушки; - фрагменты временных разрезов вдоль (г) направления развития трещины и поперёк (д).

скважина с проведённым ГРП проходит через локальный палеоврез субширотного простирания, а трещина развилась по границе конуса выноса (рис. 7, в-д). Развитию трещины в любом направлении, кроме западного (рис. 7, г), препятствуют границы палеовреза, поэтому другие факторы, определяющие преимущественную трещиноватость исследуемой территории (тектонические стрессы), в данном случае не играют особой роли.

По подавляющему числу скважин с проведённым комплексом работ по сейсмическому мониторингу ГРП была проведена работа по сопоставлению с материалами сейсморазведки МОГТ 3D и данными ГИС. Комплексирование имеющихся материалов показало, что в ряде случаев развитие техногенной трещиноватости происходит согласованно с макроструктурными элементами залежей: вдоль палеоврезов, палеоканалов, по границе конуса выноса. В описанных случаях появляется возможность прогнозирования направления развития трещин при ГРП по данным сейсморазведки МОГТ 3D. В случаях слабой выраженности структурных особенностей залежи в поле отражённых волн, а также вследствие низкого качества сейсмических материалов и/или из-за погрешностей обработки, анализ сейсморазведочных материалов может не дать чётких предпосылок прогноза направления развития трещин при ГРП.

Результаты обработки данных наземного сейсмического мониторинга **позволяют увидеть в динамике процесс техногенного воздействия на целевой интервал,** причём предварительный результат может быть получен в полевых условиях в режиме реального времени. На базе получения новой объективной информации о структуре разрывных нарушений месторождений углеводородов, каналах фильтрации пластовой жидкости и структуре коллектора могут получить развитие новые технологии контроля разработки месторождений и повышения нефтеотдачи.

Литература

1.) Курьянов Ю.А., Кузнецов О.Л., Чиркин И.А., Джафаров И.С. Исследование техногенной трещиноватости, возникающей после гидроразрыва пласта. М., 2001, 73с. с илл.

2.) Александров С.И., Бандов В.П., Гогоненков Г.Н., 2010, Контроль геометрии гидроразрыва пласта при помощи скважинного микросейсмического мониторинга. Технологические риски и факторы успеха: Геофизика, 1, с.23-28 с илл.

Подробнее об авторе



Брыксин Илья Валерьевич

руководитель группы инновационных технологий партии геолого-геофизического обеспечения ОАО “Ханты-мансийскгеофизика”, ГЕОТЕК.

Невзрывные сейсмические источники с широким частотным спектром

Часть I - Постановка задачи на примере гидравлических вибраторов

■ Чичинин И.С., Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Сагайдачная О.М. ГФУП СНИИГИМС, г. Новосибирск.

Развитие высокоразрешающей сейсморазведки возможно с использованием технологии полевых работ, при которой, согласно работе Г.Н. Гогоненкова [1.3], волны, отражённые от целевых границ, имели бы спектр в частотном диапазоне 7÷120 Гц.

В настоящей статье утверждается, что невзрывные источники (падающий груз, гидравлические и дебалансные вибраторы, импульсные источники «Енисей») могут быть описаны при помощи одной и той же функциональной схемы на основе электромеханических аналогий Г.А. Гамбурцева. Поскольку самыми популярными среди этих источников являются гидравлические вибраторы, поэтому с него и начинается описание теории и способов реализации источников. Функциональная схема гидравлического вибратора практически не изменилась с 1953 г. Цель первой части статьи состоит в том, чтобы рассмотреть возможность создания гидравлических источников с широкополосным частотным спектром (7÷120 Гц).

Введение.

Для высокоразрешающей сейсморазведки нефтегазовых месторождений необходима такая технология, при которой волны, отражённые от целевых границ и принятые на дневной поверхности, имели бы частотный спектр в диапазоне 7÷120 Гц. Высокие требования предъявляются и к отношению сигнал/помеха. Например, при решении обратной динамической задачи по выделению тонких пластов и построению детальной петрофизической модели среды отношение максимальной амплитуды полезного сигнала относительно помех должно быть не меньше 10 на временном (глубинном) разрезе в интервале записи целевой волны и не меньше 1 на первичных записях [1.3].

При распространении сейсмических волн от источника к приемнику происходит ослабление их амплитуд с расстоянием – в первую очередь за счет поглощения, которое тем больше, чем выше частота колебаний. Поэтому, чтобы обеспечить частоты до 120 Гц при регистрации (в приемнике), требуется поднять энергетический уровень возбуждаемых источником колебаний на высоких частотах.

Цель данной статьи состоит в том, чтобы рассмотреть возможности решения поставленной задачи – создания источников сигналов с широкополосными спектрами (7÷120 Гц). Существующие сейсмические источники, такие как "падающий груз", эксцентриковый (дебалансный) вибратор, гидравлический вибратор системы Вибросейс ™, импульсный источник "Енисей", в первом приближении могут быть описаны при помощи одной и той же функциональной схемы. Поскольку самым популярным среди них является гидравлический вибратор системы Вибросейс ™, то приведем описание функциональной схемы этого источника.

Функциональная схема гидравлического вибратора. Сведения о гидравлических вибраторах и их характеристиках содержатся во множестве публикаций, из которых назовем работу Ю.П. Костыгина [1.5]. Рассмотрим функциональную схему гидравлического вибратора. На рисунке 1 она представлена как схема

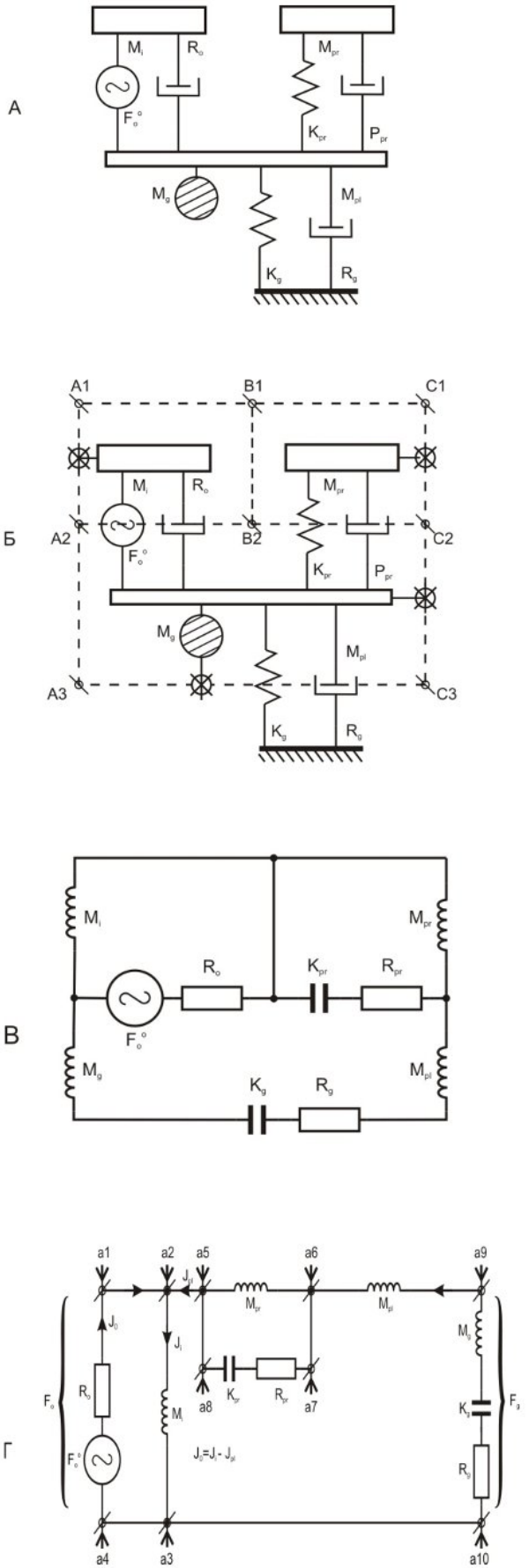
механических узлов вибрационного источника (А, Б) и как ее электрический аналог (В, Г), построенный по методу электромеханических аналогий [1.1]. На приведённой механической схеме (А) сила F_0^0 вибратора рождается внутри цилиндра, поршень которого опирается на виброплатформу, где R_0 – «внутреннее сопротивление» системы поршень - цилиндр. Внутреннее сопротивление R_0 не может быть равным нулю, так как в этом случае источник силы F_0^0 при отсутствии нагрузки (в режиме «короткого замыкания») выдавал бы безграничную энергию. Этого не может быть.

Масса цилиндра M_i выполняет роль инертной (реактивной) массы. Сила F_0^0 действует между массой платформы M_{pl} и массой . Прижимная масса M_{pr} своим весом прижимает платформу с массой к грунту через мягкую пружину с жесткостью K_{pr}. Эта пружина развязывает прижимную массу M от вибрации, R_{pr} – демпфер пружины. Грунт представлен в виде трёх элементов: "присоединённой массы" M_g, «пружины» K_g и «демпфера» R_g.

Теперь переключимся на «электрический язык».

"Пружина" и «демпфер» – двухполюсные элементы. Их нижние концы, полюсы, присоединены к «абсолютно неподвижной точке» a10. Электрический аналог механических схем Г.А. Гамбурцев придумал из деловой необходимости. Тогда электронные (усилительные) лампы были дефицитными. Поэтому сейсмические колебания записывали без предварительного усиления, то есть они усиливались в механике сейсмоприёмника.

Заметим, что сейсмоприёмник весил 10÷15 кГ. Сейсмические волны возбуждали путем взрыва разных зарядов в скважине на глубине 15÷25 м. "Видимая



▲ *Рис. 1. Функциональная схема гидравлического вибратора*

частота" (максимум амплитудного спектра) на сейсмограммах была на частоте около 50 Гц.

Для уменьшения веса сейсмоприёмника тогда предлагалось много идей (изобретений). Каждый изобретатель считал, что его конструкция лучше всех. Чтобы разобраться в этом потоке изобретений, Г.А. Гамбурцев, получивший в 1931÷37 гг. 7 авторских свидетельств на свои изобретения в области сейсморазведочной аппаратуры, в том числе по вопросам, касающимся электромеханических аналогий, предложил метод перевода механический схем в их электрический аналог. Споры изобретателей утихли, так как по электрической схеме нетрудно было разобраться, чьё изобретение лучше или хуже.

В настоящее время проблема уменьшения веса сейсмоприёмника стала неактуальной. Однако проблема с разработками сейсмоисточников подобна ситуации, какая была ранее с сейсмоприёмниками: предлагается множество различных конструкций источников. Попробуй доказать, что твоя конструкция лучше. Поэтому вспомнить, как решались подобные проблемы раньше, является не лишним. Заметим, что в 30-х годах, когда А.Г. Гамбурцев придумывал свой метод, в США [2] и Германии было известно, что механические схемы можно описывать методами, которые используются в электротехнике. Но как механическую схему преобразовать в электрическую схему, детального описания метода (процедуры) не было и до сих пор нет. (Во всяком случае автор их не видел). Поэтому здесь дальше на процедуре «перевода» механической схемы в электрическую остановимся детально.

Для построения электрического аналога механической схемы сначала делается вспомогательный чертёж (рис. 1.Б). Для этого копируют механическую схему и к каждой массе в этой копии пририсовывают «шапочку» ⊗, и все «шапочки» соединяют с «абсолютно неподвижной точкой» а10. "Пружина" K_g и «демпфер» R_g – двухполюсные элементы. Их нижние концы, полюсы, присоединены к «абсолютно неподвижной точке» а10. После этого наносят пунктирные линии – «разрезы Гамбурцева». Пунктирные линии рассекают «шапочки» и проходят между полюсами элементов механической схемы, которые присутствуют на рисунке 1.А. Это можно сделать единственным образом.

Далее на пунктирной линии, проведенной на рисунке 1.Б, отмечают «угловые» (узловые) точки: А1, В1, С1; А2, В2, С2; А3, В3, С3. Используя эти точки, делают копию пунктирного чертежа. Например, пунктирная линия А2 –В2 –С2 (см. рис. 1.Б) проходит через элементы $_{oo}F$, $_{0}R$,$_{pr}K$, $_{pr}R$ механической схемы. Этим элементам даём «новые названия»: источник силы называем источником электрического напряжения, сопротивления трения , называем омическими сопротивлениями, пружина с жёсткостью превращается в конденсатор ёмкостью (рисунок 1.В).

Второй пример. Пунктирная линия А1 –А2 –А3 (рисунок 1.Б) пересекает «шапочку» массы $_{i}M$. На месте этого пересечения показываем на рисунке 1.В индуктивность $_{i}M$ с тем же названием. Пунктирная линия С1 -С2 -С3 пересекает «шапочки» $_{pr}M$ и $_{pl}M$. На местах этих пересечения рисуем индуктивности $_{pr}M$ и $_{pl}M$. Далее, пунктирная линия С3– А3 пересекает демпфер $_{g}R$, жёсткость $_{g}K$ и шапочку $_{g}M$. На местах этих пересечений рисуем сопротивление $_{g}R$, ёмкость $_{g}K$ и индуктивность $_{g}M$.

Таким образом, электрический аналог механической схемы получили в виде

рисунка 1.В, однако эта схема на рисунке 1.Б имеет нестандартный вид. В электротехнике замкнутые контуры типа A1B1B2A2 представляют изолированно, например, как a1a2a3a4 (рис. 1.Г). Точно так же контур B1C1C2B2 прижимной системы рисуют в виде a5,a6,a7,a8 (рис.1.Г). В результате, на рисунке 1.Г получаем окончательную электрическую схему – аналог механической схемы гидравлического вибратора. В этой схеме F_o означает электрическое напряжение в точке a2, то есть силу F_o, порождённую за счёт движения инертной массы; J_i – ток, протекающий через индуктивность M_i, или, что то же самое, скорость перемещения инертной массы M_i. Скорость перемещения виброплатформы на рисунке Г фигурирует как ток J_{pl}. Поскольку предполагаем, что виброплатформа не отрыва- [redacted] т грунта, скорость перемещения J_g в точках контакта с платформой J_{pl}.

[redacted]

(1.1)

[redacted]

(1.2)

[redacted]

(1.3)

гидравлического вибратора. Напишем формулу для силы F_o, рождающейся внутри цилиндра из эвристических соображений, то есть путём наводящих вопросов.

Скорость движения массы M_i мы обозначили буквой J_i, массы M_{pl} платформы - буквой J_{pl}. Ключевым мотивом эвристических рассуждений является утверждение $F_o \sim (J_i - J_{pl})$. Если $J_i - J_{pl} = 0$, иначе, если цилиндр и поршень ходят «верх – вниз» одинаково, то это означает, что внутри цилиндра никакая «новая» сила не рождается, $F_o = 0$. Допустим, что $F_o = C \cdot (J_i - J_{pl})$, где C- некоторый постоянный множитель. Как видим, параметр $J_i - J_{pl} = J_o$ очень важный. Поэтому введём его в наши формулы. Подставим $J_i = J_o + J_{pl}$ в формулу (1.2):

$$-(J_0 + J_{pl})M_i - J_{pl}(pM_{pl} + Z_{pr} + Z_g) = 0,\ J_{pl} = \\ = -J_o(pM_i) / (pM_i + pM_{pl} + Z_{pr} + Z_g).$$

Примечательно то, что при $J_o = 0$ токи J_i [redacted] J_{pl} равны нулю по отдельности.

[redacted] прижимная система состоит из эле- [redacted] R_{pr}, K_{pr}, M_{pr}. Они образуют парал- [redacted] контур, общее сопротивление [redacted] ра определяют по формуле:

$$\frac{1}{Z_{pr}} = \frac{1}{pM_{pr}} + \frac{1}{R_{pr} + (1/)p\ K_{pr}},$$

$$_{pr} = \frac{pM_{pr} \cdot [R_{pr} + (1/)p\ K_{pr}]}{M_{pr} + R_{pr} + (1/)p\ K_{pr}}.$$

[redacted] олько схемы на рис.1(А – Г) соот- [redacted] от здравому смыслу? Если вместо [redacted] ы K_{pr} поставим недеформируе- [redacted] ржень ($K_{pr} = \infty$), то это будет то же [redacted] ак если бы прижимная масса M_{pr} [redacted] се M_{pl} платформы. В [redacted] ме предположение [redacted] ответ[redacted] ет случаю, когда цепь [redacted] очн[redacted] и a_7 оборвана и сопро- [redacted] е м[redacted] еммами a_2 и a_9 стало

Другой крайний случай: пружина K_{pr} очень мягкая, то есть сопротивление между клеммами a_7 и a_8 стремится к нулю, то есть $(1/p)\cdot K_{pr}+R_{pr}\cong 0$. В этом случае клеммы a_7 и a_6 просто соединены друг с другом и прижимная система M_{pr}, K_{pr}, R_{pr} никакого влияния на работу вибратора не оказывает, так что эту систему можем просто выкинуть из рассмотрения. Так и делаем дальше, чтобы упростить расчётные формулы (это соответствует требованию к конструкции источника в том, что оператор (шофёр) сидит на массе M_{pr} и его трясти нельзя!).

Когда сопротивление Z_{pr} выкинем, тогда уравнение (1.2) напряжений приобретает вид

$$-J_i\, pM_i - J_{pl}[pM_{pl} + Z_g] = 0,$$
$$-J_i\, pM_i - (J_{pl} pM_{pl} + F_g) = 0,$$

где $F_g=J_{pl}Z_g$- сила, действующая на грунт.

Из электрической схемы видно, что напряжение, рождённое элементом F_o^o, тратится на преодоление внутреннего сопротивления R_o и дальше разветвляется, то есть действует на параллельное сопротивление Z_η, то есть $F_o=Z_\eta J_o$. Параллельное сопротивление Z_η определяется по формуле:

$$\frac{1}{Z_\eta} = \frac{1}{pM_i} + \frac{1}{pM_{pl} + Z_g},$$

$$Z_\eta = \frac{pM_i\cdot(pM_{pl} + Z_g)}{pM_i + pM_{pl} + Z_g} = \frac{p^2 M_i (pM_{pl} + Z_g}{KP_{gsnam}},$$

так как знаменатель этого выражения можно записать так:

$$pM_i + pM_{pl} + pM_g + R_g + (1/p)K_g \equiv$$
$$\equiv (1/p)K_g[p^2 M_{ipg}/K_g + pR_g/K_g + 1] =$$
$$= (1/p)K_g\cdot P^o_{snam}$$
$$P^o_{snam} \equiv (p^2 M_{ipg}/K_g + p(R_g)/K_g + 1,$$
$$M_{ipg} = M_i + M_{pl} + M_g.$$

Здесь так же можно ввести обиходные на практике обозначения:

$$\Omega^2_{ipg} \equiv K_g/M_{ipg}\quad \Omega_{ipg} = 2\pi\, f_{ipg}, \quad (1.4)$$

где f_{ipg} - частота резонанса массы $M_i+M_{pl}+M_g$, подвешенной или установленной на пружине с жёсткостью K_g.

Безразмерное слагаемое $pR_gK/_g$ запишем в виде:

$$[(pR_g)/K_g]\cdot[\Omega_{ipg}/\Omega_{ipg}] = (p/\Omega_{ipg})\cdot(R_g\Omega_{ipg})/K_g$$

Множитель $[R_g\cdot\Omega_{ipg}/K_g]$ безразмерный, так как $(K_g/\cdot\Omega_{ipg})$ имеет размерность сопротивления. Безразмерный параметр $Q_g\equiv q_g$ совпадает с понятием «добротность» контура M_{ipg}, R_g, K_g. Заметим, что в литературе по сейсмоприёмникам принято параметр $h\equiv(1/2)\Omega_{ipg}\cdot Q_g^{-1}$ называть "коэффициентом затухания".

Напряжение в точке а2, то есть F_o, что то же самое, напряжение F_{pl}, падающее от точки а2 до точки а10, можем определять по формулам:

$$F_o = J_{pl}(pM_{pl} + Z_g),\ F_o = J_i\, pM_i,\ F_o = J_o Z_\eta$$

Входящие и выходящие из точки a_2 токи даются равенством $J_o=J_i-J_{pl}$. Подставим в предыдущие формулы выражение:

$$F_o = J_o Z_\eta = J_o\cdot[p^2 M_i(pM_{pl} + Z_g)]/(K_g P_{snam}).$$

С другой стороны $F_o=J_{pl}(pM_{pl}+Z_g)$. Поэтому $J_{pl}=J_o p^2 M_i/[K_g P_{snam}]$.

Все три выражения для F_o верны, так как из точки а2 выходят три ветви. Отсюда сила, действующая на грунт, будет равна:

$$F_g = Z_g J_{pl} = J_o\, pM_i\cdot[Z_g^o/P_{snam}],$$
$$J_o\, pM_i = U_o p^2 M_i \equiv F_\otimes,\quad U_o \equiv U_i - U_{pl},$$

Здесь резонанс наступает при выполнения условия:

$$[p^2(M_i + M_{pl} + M_g)/K_g] + 1 = 0$$

У нас имеются три формулы, определяющие силу F_o, рождающуюся внутри

цилиндра гидравлического вибратора. Они очевидны из электрической схемы (см. рисунок 1.Г).

Сила F_{pl}, действующая на виброплатформу, равна

$$F_{pl} = J_{pl}(pM_{pl} + Z_g) = F_o .$$

Отсюда $J_{pl} = F_o / (pM_{pl} + Z_g)$,

$$pM_{pl} + Z_g \equiv pM_{pl} + pM_g + R_g + (1/p)K_g =$$
$$= (1/p)K_g[p^2(M_g + M_{pl})/K_g] + R_g/K_g + 1] .$$

Здесь резонанс наступает при выполнении условия:

$$[p^2(M_{pl} + M_g)/K_g] + 1 = 0 \quad ,$$

то есть на частоте, равной:

$$\Omega^2_{pg} = K_g/(M_{pl} + M_g);\ \Omega_{pg} = 2\pi \cdot f_{pg}$$

А при использовании предыдущего выражения резонанс Ω_{ipg} имеет место, если:

$$[p^2(M_i + M_{pl} + M_g)/K_g] + 1 = 0 ,$$

то есть при $p^2/\Omega^2_{ipg} = 1,\ f^2_{ipg} = (1/(2\pi)^2)\Omega^2_{ipg}$.

Частоты f_{pg}, f_{ipg} существенно разные, но чтобы получить численные значения, надо сначала «оживить» грунт. Для этого переведём эти формулы на «сейсморазведочный язык».

Сопротивление грунта определяется по формуле:

$$Z_g = pM_g + R_g + (1/)p\ K_g .$$

Одиночный круглый штамп имеет [1.6, 1.7]

$$M_g^{\otimes} = (1)\text{-}\gamma^2\ \rho_g r_o^3 ,\quad R_g^{\otimes} = 7(1)\text{-}\gamma^2\ \rho_g V_s r_o^2 ,$$
$$K_g^{\otimes} = 8(1)\text{-}\gamma^2\ \rho_g V_s^2 r_o ,$$

где $M_g^{\otimes}$ - присоединённая масса, $R_g^{\otimes}$ - демпфер, $K_g^{\otimes}$ - жёсткость грунта, V_s - скорость поперечной волны.

Но, разумеется, эти формулы можно «перевести» на «древний» (классический) язык. Из классики имеем:

модуль сдвига $\mu = \rho_g V_s^2 = E_{ju}/[2(1+\nu)]$,

где E_{ju} - модуль Юнга; формулу

$$2(1-\gamma^2) = 1/(1-\nu),\ \gamma^2 \equiv V_s^2/V_p^2 .$$

Из этой формулы при $\gamma^2 = 1/3$ имеем $\nu = 1/4$. Такой грунт называют «средой Пуассона».

В работе [1.5] считают $E_{ju} = 5\cdot 10^7$.

При $\rho_g = 1.6\cdot 10^3 \cdot kg/m^3$, $\nu = 1/4$ это означает, что $V_s^2 = 5\cdot 10^4/[2\cdot 1{,}25\cdot 1.6] = (5/4)\cdot 10^4$,

$V_s = 112\cdot m/sec$.

В качестве примера рассмотрим американский вибратор "X-Vib" [1.5], у которого M_i=3500 кг, M_{pl}=1600 кг, платформа имеет прямоугольную форму длиной L=2.5 м, шириной B=1.25 м. Параметры других американских вибраторов близки к приведённым цифрам.

Как определить величину "присоединённой массы" M_g? На платформе с размером $2{,}5\cdot 1{,}25 m^2$ поместятся два круглых источника. Присоединённая масса для одного такого источника, стоящего на грунте с плотностью $\rho_g = 1.6\cdot 10^3 \cdot kg/m^3$, будет иметь площадь

$$S1 = (1/2)2.5\cdot 1.25 = \pi r_o^2 = 1.56 m^2,$$
$$r_o^2 = 1.56/3.14 = 0.5 m^2,\ \text{r0.} = 0{,}7.$$

Отсюда масса

$M_{g1} = (2/3)1.6*10^3*0.7^3 = (2/3)1{,}6\cdot 10^3 r_o^3 = 10^3 r_o^3$ =366 кг.

Два таких круглых источников будут иметь M_g?=732 kg.

Итого

$M_{ipg} \approx (3{,}5+1{,}6+0.732)\cdot 10_3 = M_i + M_{pl} + M_g = 5832 kg$.

Определим жёсткость грунта для одиночного штампа

$K_g^{\otimes} = 8(1-\gamma^2)\ \rho_g V_s^2 r_o$, $\rho_g = 1{,}6\cdot 10^3\ kg/m^3$

r0.=0.7 m,

$K_g^{\otimes} == 8\cdot(2/3)1{,}6\cdot 10^3 V_s^2 \cdot 0.7 = 6\cdot 10^3 V_s^2$

Два штампа будут иметь

$$K_g^{\otimes,\otimes} = 2K_g^{\otimes} = 1{,}2\cdot 10^4 \cdot V_s^2$$

Заметим, что для вибратора, работающего на дневной поверхности, решающее значение имеют характеристики грунта ($\rho_g V^2_s$) на глубинах до 0.5 – 1 м. Измерить величину V_s на такой короткой базе (0.5 – 1 м) затруднительно. Исполь-

зовать аппаратуру для ультразвукового акустического моделирования бесполезно, так как эти волны в почвенных грунтах очень быстро затухают. Эксперименты автора и его коллег показывают, что в почвенном грунте $V_s \approx 50-70 m/sec$. На «утоптанной» просёлочной дороге $V_s \approx 100 m/sec$. При $V_s \approx 100 m/sec$ будем иметь:

$$\Omega^2_{ipg} \equiv K_g^{\otimes\otimes} / M_{ipg} = 1{,}2 \cdot 10^8 / 5846 = \\ = (12/5.846) \cdot 10^4 \approx 2.05 \cdot 10^4;$$
$$\Omega_{ipg} = 143, \quad f_{ipg} = 22.8 \text{ Гц}.$$

Приводимая ниже таблица рассчитывалась по формуле:

$$F_g = Z_g J_{pl} = F_\otimes Z_g^o \; Z_{ob}^o, \; F_\otimes \equiv p^2 U_o M_i, \; U_o \equiv U_i - U_{pl},$$
$$Z_g^o \equiv p^2 M_g / K_g + (p/\Omega_{ipg}) q_g^{-1} + 1 = \\ = 1 - (M_g / M_{ipg}) x^2 + jx/q,$$
$$Z_{ob}^o \equiv p^2 (M_{ipg} / K_g) + 2hp + 1 = 1\text{-}x2\text{+}jx/q;$$
$$x = f / f_{ipg}; \; 2h \equiv R_g / K_g = 1/(q_g \Omega_{ipg}).$$

вовлекаемых для прижима виброплатформы к грунту. При нарушении этого требования вибратор выдавал брак (можно сказать - "врождённый недостаток" гидравлических вибраторов). При $q_g \approx 2$, как видно из таблицы, вышеуказанное условие было бы нарушено. С вибраторами, настроенными согласно требованию $F_{g,\max} \le 0.8 \cdot g_o \cdot \sum M$, было отработано много тысяч пог. км сейсмических профилей. Это означает, что на этих профилях имело место $q_g \le 1$. Упомянутый выше вибратор имеет $g_o \cdot \sum M$=39.56 тонн, $F_{g,\max}$=27.5 тонн, $f_{ipg} \approx 20$ Гц.

$\beta = F_g / F_\oplus$, $c \equiv M_{ipg} / M_g$, q_g - добротность грунта.

Отсюда видно, что при увеличении частоты в 2 раза (x=2, q_g=1) сила F_g уменьшается в ≈2 раза, что вполне стыкуется с экспериментальными графиками из работы [1.5].

Табл.1

$x = f / f_{ipg}$	q_g=1/4; c=10	q_g=1/2	q_g=3/4	q_g=1.0	q_g=2.0 c=10	q_g=2.0 c=100
0.25	1.029	1.047	1.054	1.057	1.06	1.066
0.5	1.048	1.118	1.179	1.218	1.27	1.304
0.75	1.038	1.136	1.263	1.392	1.77	1.185
0.85	1.034	1.126	1.258	1.412	2.02	2.14
1.0	1.025	1.098	1.221	1.351	2.073	2.23
1.5	0.988	0.955	0.912	0.869	0.745	0.86
2	0.939	0.810	0.683	0.582	0.37	0.45
3.0	0.832	0.620	0.448	0.352	0.186	0.22
4.0	0.73	0.47	0.336	0.259	0.136	0.15
5.0	0.641	0.391	0.275	0.213	0.117	0.11

Таблица рассчитывалась в точках $x = f/f_{ipg}$= 0.25; 0.5; 0.75; 0.85; 1; 1.5; 2; 3; 4; 5 в предположении, что грунт "типичный", $K_g^{\otimes,\otimes} = 2K_g^{\otimes} = 1{,}2 \cdot 10^8$, что в диапазоне частот $x = 0.25 \leftrightarrow 5$ величина $F_\otimes \equiv p^2 U_o M_i$=const. Расчёты выполнялись при добротностях $q_g \le 2.$, $q_g \equiv Q_g$. Почему? А просто, в первых моделях вибраторов системы Вибросейс™ эти вибраторы настраивались так, чтобы выполнялось условие $F_g / (g_o \sum M) \le$ ≤ 0.8, где $g_o \cdot \sum M$ - сила тяжести всех масс,

Главный вывод из приведённых формул и расчётов состоит в следующем.

На частотах x=0÷1 сила F_g, действующая на грунт, приблизительно равна силе $F_\otimes = p^2 U_o M_i$. Величину $F_\otimes = p^2 U_o M_i$ пытаются, обычно, сохранить постоянной в рабочем диапазоне частот. Резкий спад силы F_g имеет место на частотах $f > f_{ipg}$.

Из-за существования острого низкочастотного (15÷20 Гц) резонанса появляется проблема избыточности низкочас-

тотных и дефицита высокочастотных составляющих. Обеспечение широкополосности сигнала (частотного диапазона 7÷120 Гц) можно выполнить за счёт увеличения длительности вибрационного воздействия T_v. Из таблицы 1 видно, что амплитуду сигналов на частотах 100÷120 Гц надо поднять не меньше, чем в 10 раз. Известно, что отношение сигнал/помеха растёт как $\approx T_v^{1/2}$. Если, например, диапазон частот 15÷30 Гц (одна октава) вибратором отрабатывается за $T_{1v}=5$ с, то чтобы получить такое же отношение сигнал/помеха при отработке октавы 60÷120 Гц понадобится $T_v=100 \square T_{1v}=500$с. Ничего страшного в этом нет, была бы воля геофизика- интерпретатора. Заметим, что к увеличению длительности вибрации на высоких частотах призывает также Ю.П. Кострыгин [1.5], но только он призывает увеличивать длительность вибрационного воздействия не в 100 раз, а гораздо скромнее.

Далее вопрос поставим так: какова должна быть инертная масса M_i или величина $M_i \cdot L$, чтобы в диапазоне от 7,5 до 240 Гц "паспортная" амплитуда силы $F_o^o = \omega^2 L M_i$ была бы равна 50 тонн. Для конкретности возьмём амплитуду колебаний инертной массы равной $0.1L=$ м. На частоте 7.5Гц силу $F_o^o = \omega^2 L M_i$ = 50 тонн = $5 \cdot 10^5$ будем иметь при $M_{i(1)}=5 \cdot 10^5/(0.1\omega^2)=$ $=5 \cdot 10^5/(0.1 \cdot 40 \cdot 7.5^2) = 5 \cdot 10^5/(4 \cdot 7.5^2) = 5 \cdot 10^5/225=$ $= 2222$ кГ.

На частоте 15 Гц силу 50 тонн получим при $M_{i(2)}=M_{(i1)}/4 = 2222/4 = 555$ кГ.

И на частотах 30-60–120 Гц будем иметь $M_{i(3)}=M_{i(2)}/4=555/4=138.875$кГ, $M_{i(4)}=M_{i(3)}/4=$ $=138.875/4=34.72$кГ, $M_{i(5)}=8.68$кГ, $M_{I(6)}=2.17$ Кг.

И так, первый член этого ряда $M_{i(1)}=2.22 \cdot 10^3$ кГ, а шестой член - $M_{i(6)}=2.17$ кГ. Отсюда видно, что совместить величины $M_{i(1)}=2.22 \cdot 10^3$кГ и $M_{i(6)}=2.17$ кГ в одной установке - дело трудное. Ясно, что эту задачу надо облегчить. Поэтому автор предлагает диапазон 7,5 - 240 Гц разделить на участки, например, на 5 октав:

$f=7.5–15, 15–30, 30–60, 60–120, 120–240$ Гц.

В дебалансных вибраторах это делается довольно просто (см. 2-ю часть статьи). Выше было сказано, что в гидравлических вибраторах величину $F \otimes = p^2 U_o M_i$ стараются сохранить постоянной. Если же «не пытаться» это делать, то силу на частотах $f > f_{ipg}$ можно поднять за счёт множителя до необходимого уровня.

Заключение

Автор рекомендует частотный диапазон 7÷240 Гц разделить на 5 октав (7.5÷15, 15÷30, 30÷60, 60÷120, 120÷240 Гц) и на каждой октаве использовать свой отдельный (автономный) вибратор, имеющие резонанс на верхней частоте октавы и амплитуду силы 50 (25) тонн в пределах одной (каждой) октавы. Можно ли это сделать при помощи гидравлики? Почему бы нет. Для этого понадобятся 5 гидравлических силовых камер.

Литература.

1.1. Гамбурцев Г.А. О составлении электромеханических аналогий /Докл. АН СССР. Т.4. 8/9. 1935.

1.2. Гарднер М.Ф., Бернс Дж.Л. Переходные процессы в линейных системах с сосредоточенными постоянными. - М.: Изд.-во физ.-мат. лит., 1961.

1.3. Гогоненков Г.Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой. - М.: Недра, 1987. – 221 с.

1.4. Косте Ж., Санглер Г. Механика грунтов. М.: Стройиздат, 1981. - 455 с.

1.5. Кострыгин Ю.П. Сейсморазведка на сложных сигналах. Тверь: Изд.-во ГЕРС, 2002.- 416 с.

1.6. Чичинин И.С. Вибрационное излучение сейсмических волн. М.: Недра, 1984. - 224 с.

1.7. Чичинин И.С. Механизм формирования сейсмических волн при вибрационном воздействии на грунт. Глава в монографии "Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками" под ред. Цибульчика Г.М. Новосибирск: Изд.-во. СО РАН, 2004. – 386 с.

1.8. Сагайдачная О.М. Современные технологии вибросейсмических исследований. Учебное пособие. Новосибирск: Изд.-во Новосиб. гос. университет, 2007. – 132 с.

1.9. Alekseev A.S., Chichinin I.S., Korneev V.A. Powerful Low-Frequency Vibrators for Active Seismology. Journal of Geophysical Research. V. XXXX, 2003.

1.10. Жуков А.П., Колесов С.В., Шехтман Г.А., Шнеерсон М.Б. Сейсморазведка с вибрационными источниками. - Тверь, ООО "Издательство ГЕРС", 2011. – 412 с.

Комплексный анализ высокочастотной системы виброисточник-грунт

Жоуонг Вей, Томас Ф. Филипс, INOVA Geophysical

В данной работе рассматриваются основные факторы, оказывающие неблагоприятное влияние на высокочастотные характеристики вибросейсмических источников при проведении наземной сейсморазведки, а также предлагают некоторые решения на основе анализа каждого компонента вибросейсмических источников

Введение

При проведении сейсмических исследований верхней части разреза или наблюдений ВСП мы имеем дело с высокочастотными сигналами (до 200 Гц), которые возбуждаемыми с помощью вибросейсмических источников. В настоящее время нефтегазовая отрасль проявляет все большую заинтересованность в расширении применения высокочастотных сигналов при проведении сейсморазведочных работ на перспективных площадях с залежами нефти и газа. Возбуждение упругих волн высокочастотного диапазона с помощью вибросейсмических источников и последующая их регистрация являются важнейшими мероприятиями, направленными на обеспечение более достоверного оконтуривания залежей и выделения маломощных пропластков. При обработке данных в диапазоне частот 5-80 Гц, полученных с использованием типовых вибросейсмических источников, наличие фоновых помех от окружающей среды не создает серьезные затруднения. Тем не менее, фоновые помехи в диапазоне частот от 100 Гц до 200 Гц могут стать довольно серьезным препятствием вследствие сильного затухания полезных волн в высокочастотном спектре [1].

В [5] рассматривается принцип действия гидравлического вибратора, разработанного компанией Conoco и предназначенного для создания колебаний с целью возбуждения массивов упругих волн высокочастотного диапазона. Разработка такого вибросейсмического источника – это попытка обеспечить излучение больших массивов упругих волн в диапазоне частот до 200 Гц. В процессе проектирования конструкции рассматривались многочисленные факторы, оказывающие неблагоприятное влияние на толкающее усилие опорной плиты вибратора, при котором происходит возбуждение высокочастотных сигналов. В рамках данного исследования авторы предприняли попытку обосновать основные принципы конструкции такого вибросейсмического источника. В работе подчеркивается важность правильного расчета массы и жесткости опорной плиты при проектировании вибратора. Особое внимание уделяется недостаткам систем сервоклапанов, связанным с ограниченностью частотного диапазона. Результаты данного исследования были безоговорочно признаны отраслевыми специалистами и используются в отраслевой практике в течение многих лет.

В работе [1] приводятся результаты эксперимента, который проводился с целью обоснования эффективности возбуждения и последующей записи в процессе геологоразведочных работ высокочастотных сигналов, отраженных от целевого горизонта. В своем исследовании Баетен [1] дает подробное описание различных элементов системы, которая применялась в процессе экспериментальных работ, в т.ч. конфигурации

вибросейсмического источника, схемы расстановки приемников и методики обработки данных. Кроме того, в работе представлен подробный анализ программы сейсморазведочных работ. Анализ экспериментальных данных показывает, что в районе исследований сигналы с частотой до 150 Гц можно успешно регистрировать на глубинах до 2000 м. Регистрация сигналов высокочастотного диапазона обеспечивает значительное увеличение разрешающей способности сейсмической записи.

В 2007-2008г Вей [15, 16, 17] наглядно продемонстрировал, что в системе вибросейсмического источника существуют три основных фактора (ограничение давления на подаче, узкий диапазон частот в системе, оборудованной сервоклапанами, и низкая жесткость опорной плиты вибратора), которые неблагоприятно влияют на производительность вибросейсмического источника при возбуждении сигналов высокочастотного диапазона. Кроме того, Вей обосновал положение о том, что усиление жесткости опорной плиты вибратора может привести к уменьшению изгибающих колебаний опорной плиты и увеличению выработки вибратором высокочастотной энергии.

В данной статье рассматриваются новые тенденции в понимании ограничений в области возбуждения сигналов высокочастотного диапазона с помощью вибросейсмических источников. Статья включает пять разделов: (1) Динамическая зависимость между реактивной массой и опорной плитой; (2) Взвешенное суммарное толкающее усилие; (3) Частотный диапазон системы сервоклапанов и регулирование высокочастотного диапазона; (4) Ограниченный диапазон давлений в гидравлической системе; (5) Анализ характеристик излучающей системы или грунта под нагрузкой.

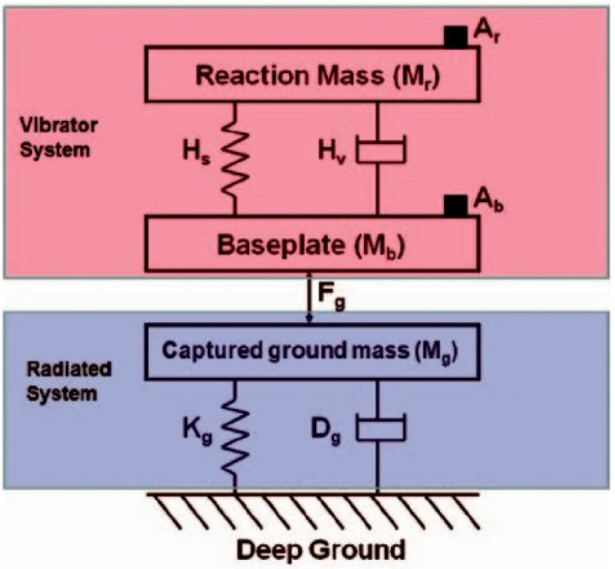
Динамическая зависимость между реактивной массой и опорной плитой

Впервые возможность применения конструкции масса-пружина-амортизатор для создания нагрузки, позволяющей сжимать поверхность упругого тела, была продемонстрирована инженерами в области проектирования и строительства объектов общестроительного назначения. На более поздних этапах модель системы масса-пружина-амортизатор, показанная на Рис. 1, была заимствована для разработки конструкции сейсмовибрационного источника и построения модели грунта, находящегося под нагрузкой [7, 11, 13]. Построение модели выполнялось с учетом двух допущений:

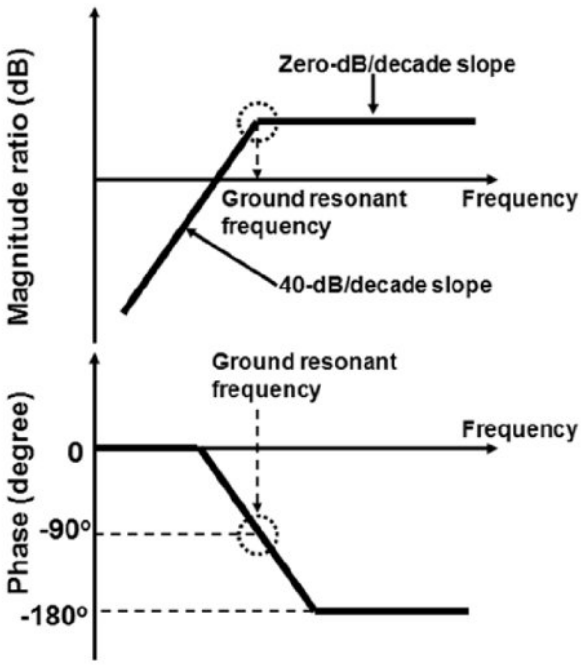
1) Реактивная масса и опорная плита представляют собой твердые тела;

2) Опорная плита имеет хороший контакт с грунтом, находящимся под нагрузкой.

На рис. 1 в красном квадрате изображена стандартная система вибросейсмического излучателя. В пределах этой системы создается нагрузка, которую называют толкающим усилием опорной плиты вибратора. В практических условиях толкающее усилие вибратора рассчитывается методом взвешенного суммирования и представляет собой сумму значений ускорения реактивной массы и опорной плиты (A_r и A_b), умноженную на соответствующие массы [4, 11, 13]. В синем квадрате показана система грунта под нагрузкой, которая описывается с помощью таких параметров, как вес, жесткость и вязкость грунта, находящегося под нагрузкой в зоне влияния опорной плиты. Масса, вязкость и жесткость грунта под нагрузкой обозначаются символами M_g, D_g, и K_g, соответственно. Совокупность указанных величин характеризует среду излучения, которая



▲ *Рис. 1. Частотная характеристика ускорения*



▲ *Рис. 2. Динамическая зависимость между реактивной массой и опорной плитой*

обеспечивает передачу энергии толкающего усилия опорной плиты в земную кору. Система излучения контактирует с опорной плитой вибратора с помощью датчиков, а ее характеристики регистрируются и интегрируются в сигнал акселерометра опорной плиты.

В случае соблюдения оговоренных выше условий, а именно: 1. Твердотельный состав реактивной массы и опорной плиты; 2. Хороший контакт между опорной плитой и грунтом под нагрузкой - частотную характеристику ускорения реактивной массы (на входе) и опорной плиты (на выходе) можно отобразить в графическом виде с помощью модели, представленной на рис. 1. Динамическая зависимость между реактивной массой и опорной плитой теоретически показана на рис. 2. На верхнем графике показана характеристика отношения амплитуд, а на нижнем – фазовая характеристика.

Анализ графика амплитудной характеристики показывает, что ускорение реактивной массы доминирует в области, находящейся ниже резонансной частоты грунта. В этой зоне энергия низких частот, создаваемая под действием ускорения опорной плиты, неизмеримо мала и ею можно пренебречь. В области, расположенной над резонансной частотой грунта, наблюдается значительное увеличение показателя ускорения опорной плиты, поэтому в этой зоне энергией низкочастотных составляющих пренебречь нельзя. В упрощенном виде фазово-частотную характеристику можно описать следующим образом: в области, расположенной под резонансной частотой грунта, величины ускорений реактивной массы и опорной плиты характеризуются одинаковой фазой, а в области, расположенной над резонансной частотой грунта наблюдается прямо противоположная картина и величины ускорений реактивной массы и опорной плиты не совпадают по фазе. В конечном итоге, сдвиг по фазе составляет -1800. Синфазность величин ускорения реактивной массы и опорной плиты означает, что смещения реактивной массы и опорной плиты происходят в

прямо противоположных направлениях. При перемещении реактивной массы вверх, опорная плита перемещается вниз.

В идеальном случае ускорение реактивной массы и ускорение опорной плиты должны совпадать по фазе в полном диапазоне частот, чтобы сила (усилие), возникающая под действием реактивной массы, передавалась на опорную плиту и далее в земную кору в полном объеме. В случае несовпадения фаз характеристик ускорений реактивной массы и опорной плиты перемещения опорной плиты и реактивной массы происходят в одном направлении с небольшим сдвигом по времени. После сдвига по фазе на -1800. реактивная масса и опорная плита начинают перемещаться абсолютно синхронно и в одном и том же направлении.

Взвешенное суммарное толкающее усилие, создаваемое опорной плитой повышенной жесткости

Теоретически, метод взвешенной суммы позволяет измерять толкающее усилие опорной плиты вибратора. Метод взвешенной суммы был разработан исследователями Кастанет и Лаверге в 1965г [4]. Однако широкую известность метод получил только в 1982г после публикации работы Салласа и Вебера [11], которая представляла собой комментарии к научной статье Лервилла [7]. С тех пор характеристика толкающего усилия вибратора, рассчитываемая методом взвешенной суммы (см. уравнение 1), получила всеобщее признание и используется в качестве управляющего сигнала обратной связи в контроллерах вибросейсмических установок.

$$-F_g = M_r A_r + M_b A_b, \qquad (1)$$

где M_r и A_r - масса и ускорение реактивной массы, а M_b и A_b – масса и ускорение опорной плиты, F_g - толкающее усилие опорной плиты вибратора.

Подставляя выражение динамической зависимости между реактивной массой и опорной плитой (Рис. 2) в (1), получаем результирующее толкающее усилие, рассчитанное методом взвешенной суммы. Как указывалось ранее, ускорение реактивной массы доминирует в диапазоне ниже резонансной частоты грунта. Это означает, что толкающее усилие опорной плиты вибратора в (1) в основном представлено нагрузкой, возникающей под действием реактивной массы в области, расположенной ниже резонансной частоты грунта. Нагрузкой, возникающей под действием опорной плиты, можно пренебречь вследствие малой величины ускорения опорной плиты. В случае совпадения фаз ускорения реактивной массы и ускорения опорной плиты толкающее усилие вибратора в наиболее полном объеме передается через опорную плиту в грунт, находящийся в зоне воздействия. По мере смещения частоты в область, находящуюся за пределами зоны, расположенной ниже резонансной частоты грунта, происходит увеличение ускорения опорной плиты. В этом случае необходимо учитывать нагрузки, возникающие под действием опорной плиты.

Анализ (1) показывает, что для расчета толкающего усилия вибратора необходимо знать ускорение реактивной массы и ускорение опорной плиты. Следует учитывать, что в случае несоответствия фаз между ускорениями опорной плиты и реактивной массы, сила, создаваемая под действием опорной плиты, характеризуется противоположной направленностью и стремится подавить силу, создаваемую реактивной массой. Это

приводит к увеличению нагрузки на гидравлическую систему вибратора, т.к. требуется создание более высокого давления для компенсации потерь, возникающих вследствие противодействия опорной плиты. В конечном итоге, в связи с достижением предельной производительности гидравлической системы, а именно, системы нагнетания давления, происходит снижение выходной мощности вибратора.

Таким образом, схема на рис. 2 и выражение (1) справедливы только при соблюдении следующих условий: реактивная масса и опорная плита являются твердыми телами и обеспечивается хороший контакт платформы с грунтом. Другими словами, в случае применения опорной плиты требуемой жесткости частотная характеристика вибратора будет соответствовать схеме на Рис. 2. В этом случае истинное толкающее усилие вибратора определяется методом взвешенной суммы с высокой степенью достоверности (1).

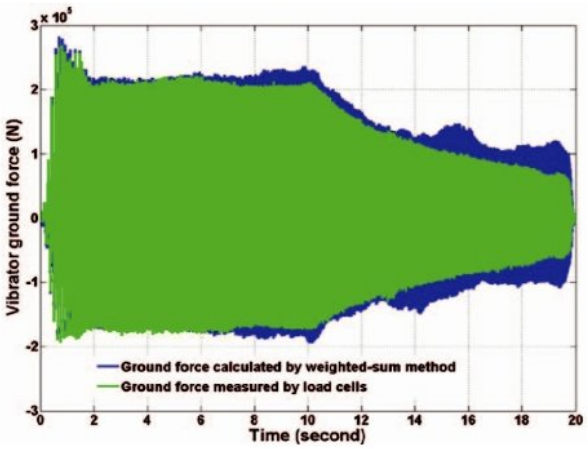
Для проверки справедливости приведенных выше выводов, мы провели эксперимент, предусматривающий регистрацию сейсмических данных. Эксперимент проводился на испытательном стенде с использованием вибросейсмического источника AHV-IV, модель 364. Для проведения эксперимента был выбран свип со следующими характеристиками: 5 Гц - 105 Гц, длина - 20 сек., нагрузка - 186816 Н или 42000 фунт-сила. Вибратор AHV-IV был оборудован опорной плитой с повышенными характеристиками жесткости (в 2,5 раза выше, чем у стандартной опорной плиты). Испытательный стенд, оборудованный датчиками нагрузки, позволял измерять истинное толкающее усилие. Все рамы с датчиками были прочно закреплены на бетонной плите. В процессе эксперимента был обеспечен хороший контакт между опорной плитой вибратора и рамами испытательного стенда. На рис. 3 показаны две кривые толкающего усилия на трассах, записанных методом отклонений: толкающее усилие по методу взвешенной суммы – синяя кривая, а толкающее усилие, измеренное на испытательном стенде с датчиками – зеленая кривая. Анализ графика показывает:

1) Толкающее усилие, рассчитанное по методу взвешенной суммы, соответствует истинному значению толкающего усилия, измеренному на испытательном стенде;

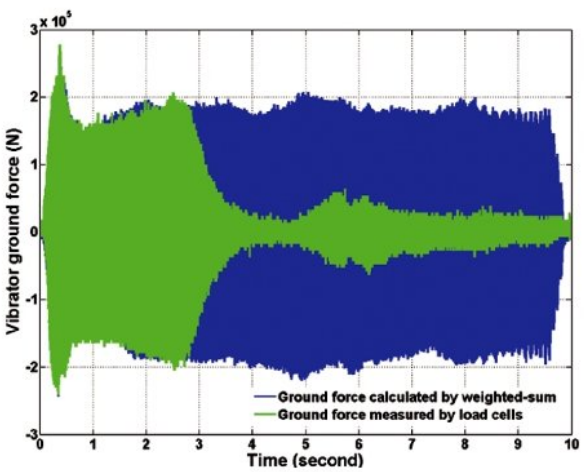
2) Амплитуда величин толкающего усилия начинает уменьшаться на отметке 10 сек., что соответствует частоте 50 Гц.

Затухание амплитуд подтверждает предположение о том, что сила, создаваемая опорной плитой, противоположна силе реактивной массы вследствие несовпадения фаз их ускорений. Затухание амплитуд также свидетельствует о том, что достигнута максимальная выходная мощность гидравлической системы вибратора. В данном случае дифференциальное давление на поршне соответствует максимальному давлению нагнетания в цилиндре, равному 207 бар или 3000 psi.

Чтобы продемонстрировать важную роль параметра жесткости опорной плиты в уравнении 1, мы провели эксперимент с привлечением стандартного вибратора (AHV-IV, модель 362), оборудованного опорной плитой типовой конструкции. Вибратор был установлен на испытательный стенд для измерения нагрузок. Для проведения эксперимента был выбран линейный свип со следующими характеристиками: 10 Гц – 120 Гц, длина - 10 сек, сила - 186816 Н (42000 фунт-сила). В порядке, аналогичном схеме на рис. 3, были построены две



▲ *Рис. 3. Измерение толкающего усилия опорной плиты вибратора AHV-IV Commander*



▲ *Рис. 4. Измерение толкающего усилия опорной плиты вибратора стандартной конструкции*

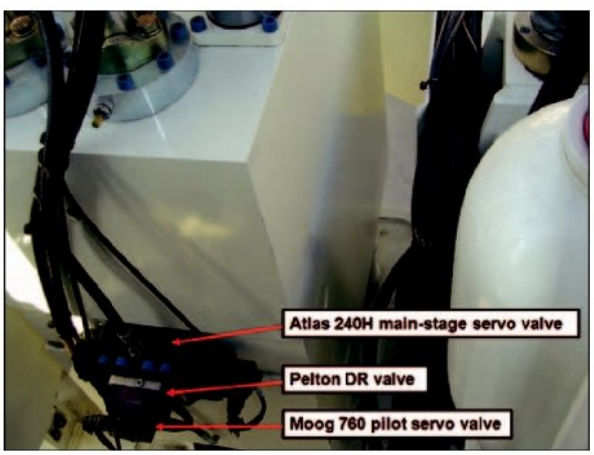
кривые толкающего усилия на трассах, записанных методом отклонений (см. Рис. 4): толкающее усилие по методу взвешенной суммы – синяя кривая, а толкающее усилие, измеренное на испытательном стенде с датчиками, – зеленая кривая. Анализ графика показывает, что хорошее соответствие между значениями толкающего усилия, рассчитанного по методу взвешенной суммы, и толкающего усилия, измеренного на испытательном стенде, наблюдается только в диапазоне менее 2,8 сек, что соответствует частоте 40 Гц. Таким образом, в диапазоне более 40 Гц расчетные значения не соответствуют истинным. При выполнении замеров на испытательном стенде амплитуда толкающего усилия начинает затухать на отметке 2,8 сек (40 Гц), в то время как аналогичный параметр, определяемый по методу взвешенных сумм, остается неизменным. Наблюдаемое затухание амплитуд обусловлено низкой жесткостью опорной плиты типовой конструкции. Сила, возникающая под действием реактивной массы, расходуется на изгибание опорной плиты.

Необходимо отметить, что наличие погрешности при определении толкающего усилия опорной плиты по методу взвешенной суммы для стандартных вибраторов с типовой конструкцией опорной плиты подтверждается многочисленными публикациями исследователей [2, 3, 12]. К сожалению, многие специалисты считают «плоские» амплитуды взвешенной суммы толкающего усилия вполне нормальным явлением. Поэтому, когда в высокочастотном диапазоне появляется затухание взвешенной суммы толкающего усилия, особенно в случаях применения вибраторов с опорными плитами более жесткой конструкции, такие специалисты делают вывод о неисправности вибратора или контроллера. Редко кто понимает, что наблюдаемая картина отражает истинное положение вещей.

Частотный диапазон систем сервоклапанов и регулирование высокочастотной составляющей

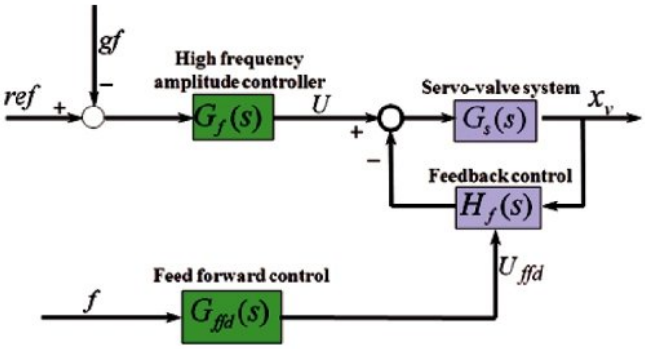
В настоящее время вибросейсмические источники чаще всего оборудуются приводом, конструкция которого разработана на базе системы гидравлических сервоклапанов в составе управляющего сервоклапана Moog 760-928A и сервоклапана основной ступени Atlas 240H. При

наличии электронного блока контроля вибратора система может дополнительно оборудоваться клапаном Pelton DR, который устанавливается между управляющим клапаном и клапаном основной ступени. В конфигурации системы с дополнительным клапаном сервоклапан основной ступени переходит из режима регулирования расхода в режим регулирования давления [9]. Клапан DR способствует снижению погрешности расчетов амплитуды и фазы, что обеспечивает повышение точности регулирования толкающего усилия вибратора. Кроме того, происходит эффективное подавление высокочастотных вибраций опорной плиты, что приводит к значительному сокращению нелинейных (гармонических) искажений. Общий вид блока сервоклапанов, установленного на вибраторе типовой конструкции, показан на рис. 5.



▲ *Рис. 5. Общий вид блока сервоклапанов, установленного на вибраторе типовой конструкции*

Блок-схема системы регулирования высоких частот приводится на рис. 6. Система сервоклапанов обозначена на блок-схеме символом $G_s(s)$. Принципиальная схема предусматривает установку трех различных блоков регулирования и контроля, которые используются для расширения частотного диапазона



▲ *Рис. 6. Блок-схема системы регулирования высоких частот*

замкнутой цепи в системе сервоклапанов. Указанные системы контроля систематически интегрируются для создания высокочастотного контура контроля и регулирования, который реализуется в виде аппаратного программного обеспечения, встроенного в электронный блок контроля и управления VIb Pro. Управляющее устройство с обратной связью, обозначенное на блок-схеме символом $H_f(s)$, представляет собой блок позиционного регулирования, предназначенный для стабилизации системы сервоклапанов за счет использования характеристики смещения сервоклапанов в качестве обратного сигнала. Характеристики управляющего устройства определяются в процессе калибровки вибратора перед выбором опорного сигнала вибратора. Блок цифрового управления, обозначенный на блок-схеме символом $G_{ffd}(s)$, определяет переменное по времени усиление, необходимое для корректировки блока управления с обратной связью на основе максимальных значений частотного диапазона. Корректировка блока управления с обратной связью обеспечивает подавление высокочастотного резонанса в системе сервоклапанов. Теоретически, высокий показатель усиления в диапазоне низких частот является благоприятным для синхронизации сигналов управления и подавления

помех. Низкий показатель усиления в высокочастотном диапазоне обеспечивает запас по фазе и стабильность контроля и управления [6]. Рассмотренные выше принципы положены в основу конструкции блока управления амплитудами высокочастотных сигналов ($G_f(s)$).. Блок управления амплитудами сигналов высокочастотного диапазона обеспечивает сглаживание амплитуд фундаментальных сил.

Результаты сравнительного анализа частотной характеристики закрытой системы сервоклапанов, оборудованной типовым блоком контроля (синяя кривая) и высокочастотным блоком контроля (красная кривая), показаны на рис. 7. На верхнем графике иллюстрируется характеристика отношения амплитуд, а на нижнем – фазовая характеристика. Анализ графика отношения амплитуд показывает, что в случае использования стандартного блока контроля перемещение в системе сервоклапанов происходит в диапазоне резонансных частот от 70 Гц до 300 Гц. Необходимо отметить, что система сервоклапанов теряет стабильность в частотном диапазоне выше 120 Гц. В то же время, в случае применения блока регулирования высоких частот наблюдается полное затухание пикового резонанса при частоте 200 Гц. С учетом частоты, при которой отношение магнитуд достигает 3 ДБ от нормали, диапазон частот замкнутого контура системы сервоприводов увеличивается до приблизительно 200 Гц. В таком диапазоне частот смещение фазы достигает 90 градусов. Следовательно, в любом случае остается запас по фазе для регулирования фазового контура. На рис. 7 также иллюстрируется подавление резонанса ОВЧ. Например, отчетливо прослеживается подавление максимального резонанса при 450 Гц.

Ограничение максимального давления в гидравлической системе

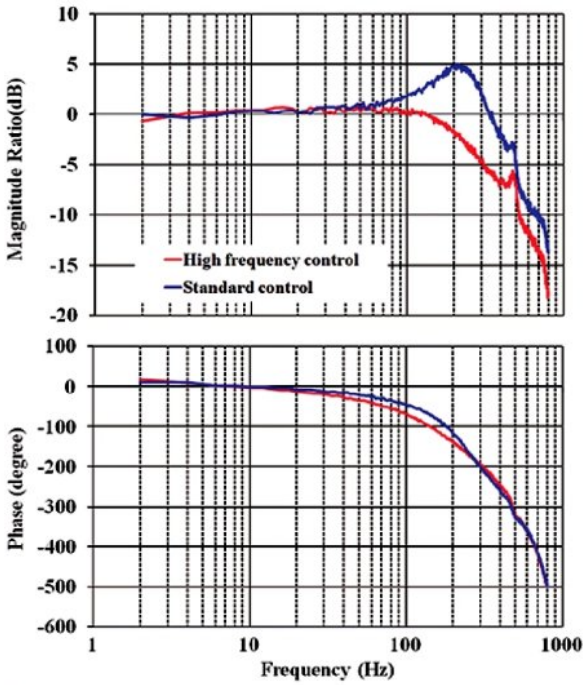
Общеизвестно, что приводом для вибросейсмического источника служит блок сервоклапанов, который регулируется электронным блоком управления. Как правило, сервоклапаны функционируют за счет гидравлической системы, в состав которой входят насосы, дизельный двигатель для насосов, бак с рабочей жидкостью, регулятор давления, предохранительные клапаны, гидравлические фильтры, а также масляный охладитель и аккумуляторы. Давление, создаваемое в гидравлической системе, передается через специальные соединительные узлы системы подачи сервоклапанов. Давление в нагнетательной линии приводит сервоклапаны в движение. Давление нагнетания – это дифференциальное давление, которое характеризует максимальное давление системы за вычетом противодавления. Гидравлическое давление передается через порты управления сервоклапанов основной ступени и создает давление нагрузки или дифференциальное давление на поршне реактивной массы путем регулирования последовательного открытия сервоклапанов основной ступени. Основным уравнением для описания процесса является уравнение Мерритта [8], которое записывается в следующем виде:

$$Q_L = K x_v \sqrt{P_s - \frac{x_v}{|x_v|} P_L} \qquad (2)$$

где, Q_L – потокораспределение нагрузки, K – коэффициент потока диафрагмы, x_v – открытие или смещение сервоклапана основной ступени; P_s – давление нагнетания; P_L – давление нагрузки.

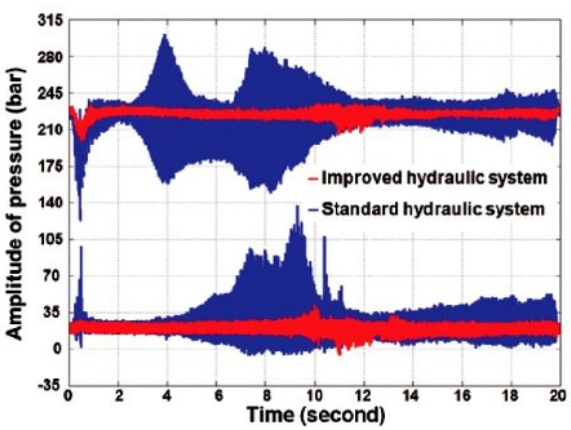
В теоретическом плане, давление нагнетания должно поддерживаться на постоянном уровне на отметке 207 бар (3000 psi), в то время как максимальное

давление в системе составляет 224 бар (3250 psi), а противодавление - 17 бар (250 psi), соответственно. В связи с тем, что система сервоклапанов относится к высоконелинейным системам, что наглядно демонстрируется в (2) (квадратный корень), в процессе вибрации привода происходит генерация высокоинтенсивных гармонических искажений. При возникновении эффекта гармонических колебанийнавходевсервоклапанынаблюдаются пульсации давления нагнетания. Очень часто функции компенсатора для устранения пульсаций выполняют аккумуляторы. В этом случае аккумуляторы играют роль фильтра, который подавляет пульсации.Ксожалению,вконструкциитипового вибратора аккумуляторы устанавливаются на слишком большом расстоянии от мест возникновения пульсаций, особенной в высокочастотных приложениях (в рассматриваемом диапазоне частот), поэтому наблюдается низкая эффективность подавления пульсаций. Всплески давлений происходят вследствие гидравлических ударов, возникающих в момент перехода сервоклапана через нулевую отметку. Указанные пульсации впоследствии вызывают колебания давления нагнетания и противодавления. Величина такихвсплесковобычнонастольковысока, что приводит к образованию пустот (нарушение сплошности потока). Образование пустот происходит в момент снижения обратногодавлениявсистемедо0бар(или 0 psi). Высокая турбулентность потока приводит возникновению типичных шумов в системе сервоклапанов. Пульсирующий режим потока может стать не только причиной питтинговой коррозии в системе сервоклапанов и других системах, чтоприводиткуменьшениюсроковэксплуатации указанных систем, но и очень часто причинойнестабильностиработысистемы сервоклапанов.



▲ *Рис. 7. Частотная характеристика закрытого контура сервоклапанов, график отношения магнитуд (верхний) и кривая изменения фаз (нижний).*

На рис. 8 представлены результаты сравнительного анализа динамики изменения высокого давления и противодавления в системе, оборудованной гидравлической системой типовой и усовершенствованной конструкции, соответственно. Анализ работы вибрато-



▲ *Рис. 8. Давление нагнетания гидравлической системы в точке, когда высокое давление и противодавление системы теоретически равны 224 и 17 бар, соответственно.*

ра был выполнен с использованием линейного свипа со следующими характеристиками: 5 Гц - 105 Гц, длина – 20 сек. Области, окрашенные синим и красным цветом, соответствуют параметрам гидравлической системы типовой и усовершенствованной конструкции, соответственно. На графике иллюстрируется значительное снижение пульсаций и образования полостей в линии нагнетания давления. В случае применения усовершенствованной гидравлической системы пульсации и полости в потоке гидравлической системы, обычно возникающие во время посыла свипа, практически исчезают. Усовершенствование гидравлической системы способствует значительному повышению устойчивости толкающего усилия вибратора при высоких частотах.

Обзор параметров, характеризующих более высокую производительность усовершенствованного вибратора в высокочастотном диапазоне, представлен на рис. 9. Регистрация анализируемых данных производилась с помощью скважинного геофона, опущенного на глубину 305 м, с использованием двух источников: вибратор стандартной конфигурации (AHV-IV, модель 362) и вибратор усовершенствованной конструкции (AHV-IV, модель 364). В процессе эксперимента вибратор посылал линейный свип в диапазоне 2–160 Гц в течение 20 сек. Желтыми линиями обозначены мощности стандартного и усовершенствованного вибраторов. Анализ диаграммы на рис. 9 позволяет сделать вывод о том, что при работе усовершенствованного вибратора наблюдается устойчивое относительное увеличение высокочастотной энергии, начиная приблизительно с 50 Гц. В случае использования усовершенствованного вибратора в диапазоне до 155 Гц наблюдается повышение качества сигнала приблизительно на 5 ДБ. Тем не менее, в диапазоне приблизительно от 130 Гц и выше наблюдается уменьшение энергии для обоих спектров.

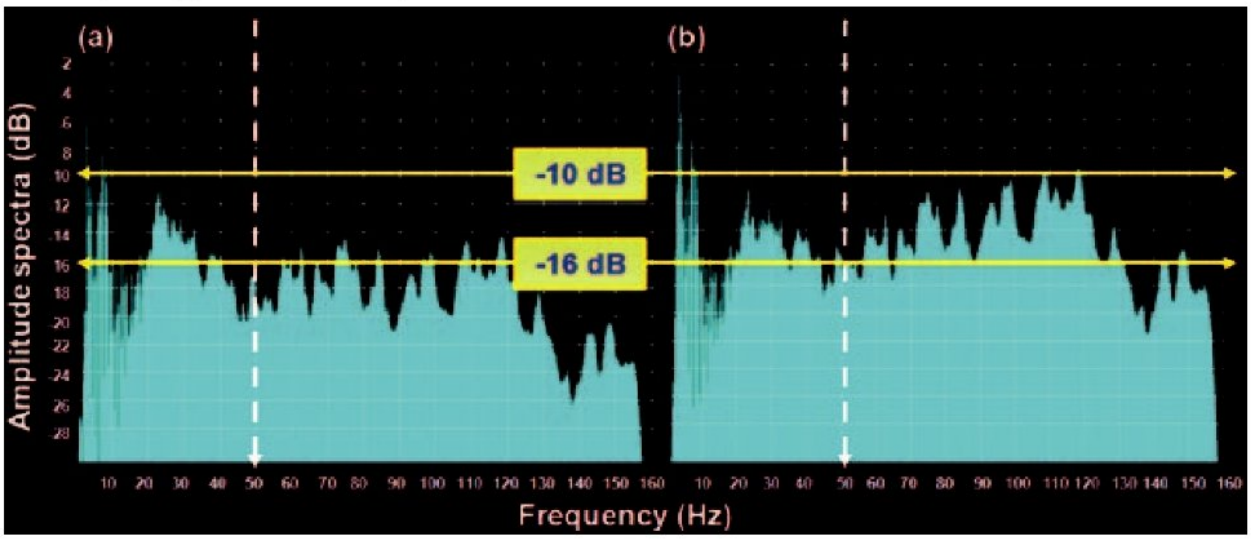
Анализ характеристик грунта в зоне влияния (система излучения).

Мы рассмотрели специфические ограничения вибросейсмических источников при излучении высоких частот, а также различные усовершенствования для устранения указанных ограничений. Основной целью усовершенствования конструкции вибратора является регулирование работы вибратора с использованием взвешенной суммы толкающих усилий в качестве обратного сигнала, что позволяет генерировать широкий диапазон частот и контролировать толкающее усилие вибратора. Достижение указанной цели наглядно показано на рис. 9. Толкающее усилие, создаваемое вибратором, передается в систему грунта в зоне влияния и далее распространяется в более глубокозалегающие интервалы. Для описания системы грунта в зоне влияния обычно используется упрощенная модель системы масса-пружина-амортизатор (Рис. 10). В данной модели используются следующие обозначения: Fg – толкающее усилие вибратора (истинное толкающее усилие), Xg – смещение системы грунта в зоне влияния (давление на грунт). Масса, жесткость и вязкость системы грунта под нагрузкой обозначаются символами M_g, K_g и D_g, соответственно.

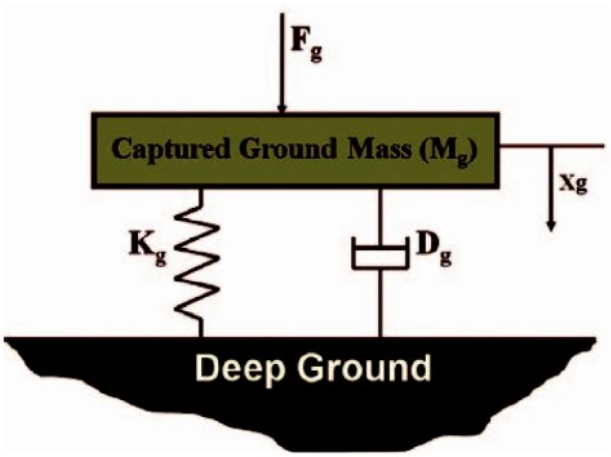
В процессе вибрации привода вибра-

тора толкающее усилие вибратора передается через опорную плиту вибратора и давит на грунт в зоне влияния. В случае хорошего контакта платформы и грунта опорная плита вибратора регистрирует противодавление деформированного грунта в зоне контакта. Другими словами, в любой точке возбуждения вибратора характеристики системы грунта в зоне влияния можно прослеживать с помощью датчиков опорной плиты вибратора, а перемещение грунта (сжатие и отжим) регистрируется и включается в сигнал характеристики ускорения опорной плиты. Следовательно, известные динамические характеристики вибратора (реактивная масса и ускорение опорной плиты) можно использовать для определения параметров грунта, жесткости и вязкости [10, 14, 17].

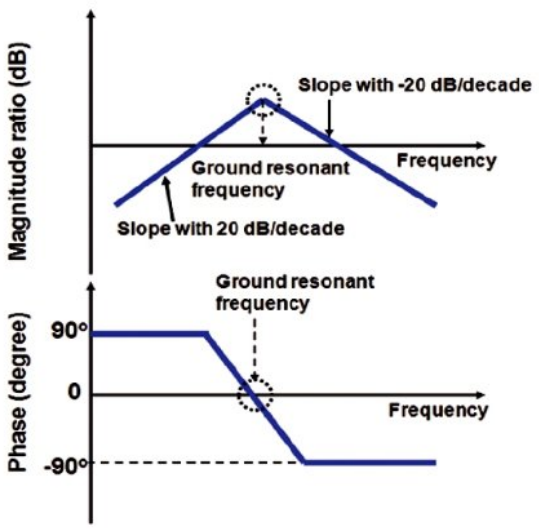
Теоретически, смещение грунта под давлением опорной плиты вибратора



▲ *Рис. 9. Амплитудный спектр коррелированных данных, снятых с геофона на глубине 305 м, при свипе в диапазоне 2–160 Гц и длине - 20 сек. a) Регистрация сигналов вибратора типовой конструкции; b) Регистрация данных вибратора усовершенствованной конструкции.*



▲ *Рис. 10. Система грунта в зоне влияния вибратора или система излучения*



▲ *Рис. 11. Частотная характеристика системы грунта в зоне влияния*

приводит к возникновению колебаний частиц в дальней зоне поля источника.

В выражении (3) показана передаточная функция второго порядка для частотной области, для выведения которой можно воспользоваться схемой на рис. 10.

$$V_g(s) = \left(\frac{s}{M_g s^2 + D_g s + K_g}\right) F_g \qquad (3)$$

Однако на практике мы измеряем скорость перемещения частиц грунта, поэтому выражение (3) описывает зависимость между скоростью частиц грунта под нагрузкой и величиной толкающего усилия вибратора на входе. Для более подробного анализа передаточной функции представим (3) в графическом виде (см. Рис. 11). На схеме видно, что динамические характеристики передаточной функции можно выразить в виде частотной характеристики отношения амплитуд (сверху) и фазово-частотной характеристики (снизу). Кривая отношения амплитуд в низкочастотной области представлена наклонным отрезком 20 ДБ/дес. Угловой коэффициент создается за счет появления «свободного нуля» в числителе передаточной функции. Далее, при возникновении резонансной частоты грунта угол падения изменяется и становится равным -20 ДБ/дес. Такая форма кривой возникает за счет двух знакопеременных величин в знаменателе передаточной функции. Данные величины интерпретируются как характеристики резонанса в грунте, которые на графике обозначены штриховыми кругами. На рис. 11 показано, что теоретически, в области, находящейся над резонансной частотой грунта, скорость частичек грунта в зоне влияния снижается по мере увеличения частоты. Кроме того, на графике видно, что в области, расположенной ниже резонансной частоты грунта, с уменьшением частоты происходит снижение скорости.

Таким образом, анализ (3) показывает, что в частотной области скорость частичек грунта в зоне влияния вибратора пропорциональна толкающему усилию вибратора, отфильтрованному системой грунта под нагрузкой. Кроме того, (3) показывает, что система грунта под нагрузкой относится к категории систем локального действия. В такой системе имеется три параметра, зависящие в значительной степени от свойств грунта в зоне контакта опорной плиты и грунта. Другими словами, при перемещении вибратора на новую точку характеристики системы грунта в зоне воздействия меняются. Система функционирует как фильтр низких частот, в котором происходит постоянное изменение граничных значений частот и коэффициента затухания. Такая закономерность приводит к тому, что в разных точках мы получаем разные скорости в системе грунта под нагрузкой даже при одинаковом толкающем усилии вибратора. Следовательно, скорость перемещения частиц в дальней зоне поля источника также будет меняться. Это является одной из причин нестабильности импульса в дальней зоне. Другая причина нестабильности, как наглядно показано в (3), заключается в изменчивости толкающего усилия вибратора. Основной причиной изменения величины толкающего усилия вибратора при перемещении вибратора на новую точку является низкая характеристика жесткости опорной плиты.

Выводы

Основными факторами, которые обуславливают низкую производительность вибраторов на высоких частотах, являются следующие: узкий диапазон частот системы сервоклапанов; недостаточная жесткость опорной плиты вибратора; ограниченное давление нагнетания в гидравлической системе; отсутствие механизмов контроля и регулирования высокочастотного диапазона. В данной работе подробно рассматриваются все перечисленные факторы и методы устранения их влияния. Приведенные выше результаты экспериментальных работ наглядно демонстрируют, что вибраторы усовершенствованной конструкции обеспечивают значительно большую выходную мощность по толкающему усилию на высоких частотах. В случае применения вибраторов усовершенствованной конструкции расчетные значения толкающего усилия, полученные методом взвешенной суммы, практически соответствуют истинным значениям толкающего усилия вибратора. Кроме того, реализация механизма регулирования высокочастотного диапазона в электронном блоке управления вибратором обеспечивает расширение рабочего диапазона частот системы сервоклапанов до 200 Гц. В данной работе также представлено новое видение концепции системы грунта в зоне влияния. Основным назначением системы грунта под нагрузкой является эффективная передача излучения, возникающего под действием толкающего усилия вибратора, в более глубокозалегающие интервалы. В то же время, данная система противодействует и способствует подавлению энергии толкающего усилия вибратора на низких и высоких частотах. Необходимо отметить, что данная система также оказывает неблагоприятное влияние на стабильность формы импульса источника и точность воспроизведения массивов данных.

Литература

1. Г.Баетен, 2008г. Повышение соотношения сигнал-помеха в высокочастотном диапазоне. Передовые технологии, 27, стр. 141-153/Baeten, G. [2008]

Improving S/N for high frequencies.The Leading Edge, 27, 144–153.

2. Г.Баетен и А. Циолковский, 1990г. Вибросейсмические источники. Elsevier Science /Baeten, G. and Ziolkowski, A. [1990]

The Vibroseis source. Elsevier Science.

3. Г. Баетен и Ф. Стрижбос, 1988г. Волновое поле вибратора в слоистом полупространстве. Теория и практика. 58-я Ежегодная международная конференция SEG. Расширенные выдержки, стр. 92-96 /Baeten, G and Strijbos, F [1988]

Wave field of a vibrator on a layered half space: theory and practice. 58th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 92–96.

4. А.Кастанет и М. Лаверг, 1965г., Система управления вибратора, Патент США 3,208,550 / Castanet, A. and Lavergne, M. [1965]

Vibrator controlling system.US Patent 3,208,550.

5. У.Л.Чапмен, Г.Л.Браун и Д.У.Феир, 1981г. Вибросейсмические источники. Высокочастотное оборудование, Геофизика, 46, 1657–1666 /Chapman,W. L., Brown, G. L. and Fair, D. W. [1981]

The Vibroseis system: A high-frequency tool. Geophysics, 46, 1657–1666.

6. Х.Ге и У. Женг, 2010г Интеллектуальное моделирование пересечения потоков на основе нейронных сетей с нечеткими алгоритмами. Исследовательский совет по

транспортировке. 89-я Ежегодная конференция, работа № 10-2780 /Ge, H. and Zhang, Y. [2010]

Intelligent intersection traffic flow prediction based on fuzzy neural network. Transportation Research Board 89th Annual Meeting, Paper Number 10–2780.

7. У.Е. Лервилл, 1981г. Амплитудные и фазовые характеристики сейсмических виброисточников. Геофизические исследования, 29(4), 503-528 / Lerwill, W. E. [1981]

The amplitude and phase response of a seismic vibrator. Geophysical Prospecting, 29(4), 503–528.

8. Г.Е.Мерритт, 1967г. Гидравлические системы управления. John Wiley & Sons, 60 /Merritt, H. E. [1967]

Hydraulic control systems. John Wiley & Sons.

9. К.Д. Реуст, 1993г. Усовершенствованная технология сервоуправления для сейсмических виброисточников, Геофизические исследования, 41, 43-Reust, K.D. [1993]

Enhanced Servovalve Technology for Seismic Vibrators.Geophysical Prospecting, 41, 43–60.

10. М.Г.Сафар, 1984г. Анализ распространения Р-волн, излучаемых вертикальным вибросейсмическим источником, Геофизические исследования, 32, 392-405 / Safar, M. H. [1984]

On the determination of the downgoing P-waves radiated by the vertical seismic vibrator. Geophysical Prospecting, 32, 392–405.

11. Д.Саллас и Р.Уэббер, 1982г. Комментарии к работе У.Е.Лервилла «Амплитудная и фазовая характеристики вибросейсмического источника», Геофизические исследования, 30 (б), 935-938 / Sallas, J. and Weber, R. [1982]

Comments on 'The amplitude and phase response of a seismic vibrator' by W. E. Lerwill. Geophysical Prospecting, 30(6), 935–938.

12. Д.Саллас, Е.Амиор и Г.Алви, 1985г. Регулирование толкающего усилия вибратора Р-волн. Семинар SEG – Методы полевой сейсморазведки / Sallas, J., Amiot, E. and Alvi, H. [1985]

Ground force control of a P-wave vibrator. SEG Seismic Field Techniques Workshop.

13. Д.Саллас, 1984г. Управление сейсмовибратором и регулирование характеристик нисходящих Р-волн. Геофизика, 49, 732-740 /Sallas, J. [1984]

Seismic vibrator control and the downgoing P-wave. Geophysics, 49, 732–740.

14. А.Тинкл и С.Л.Роуз, 2010г. Построение упрощенной модели технических характеристик сейсмического источника. Предварительные результаты. 80-я Ежегодная международная конференция. Расширенные выдержки, 116-120 /Tinkle, A. and Rowse, S. L. [2010]

Toward a simplified model of vibrator seismic source performance: preliminary results. 80th SEG Annual International Meeting, Expanded Abstract, 116–120.

15. З.Уей, 2007г. Расширение рабочего диапазона вибраторов. Основные методы. 69-я ежегодная конференция EAGE, расширенные выдержки, стр. 183 /Wei, Z. [2007]

Pushing the vibrator envelope — How high can we go? 69th EAGE Annual Meeting, Expanded Abstracts, P183.

16. З.Уей, 2008г. Расширение рабочего диапазона вибросейсмических источников. Увеличение диапазона низких и высоких частот. Первые вступления, 26(3), 37-43 /Wei, Z. [2008]

Pushing the vibrator envelope: extending low and high frequency limits. First Break, 26(3), 37–43.

17. З.Уей, 2008г. Расчет жесткости, вязкости и массы грунта под нагрузкой на основе полевых измерений характеристик вибратора. 70-я Ежегодная конференция EAGE, расширенные выдержки / Wei, Z. [2008]

Estimation of ground stiffness, ground viscosity and captured ground mass using vibrator field measurements.70th EAGE Annual Meeting, Extended Abstracts.

О вибрационных помехах сейсмоприему от двигателей транспортных машин импульсных невзрывных источников

■ Детков В.А., Богдан В.А, Кашкин В.Б., Шайдуров Г.Я., Щадин П.Ю. ОАО Енисейгеофизика, Сибирский федеральный университет.

Дан статистический анализ экспериментальных наблюдений вибрационных помех создаваемых двигателем транспортных средств в зоне низких скоростей при работе с импульсными невзрывными источниками «Енисей КЭМ 4», делается вывод о возможности аккумуляторной зарядки конденсаторов источников.

Известно, что прием сейсмических сигналов вблизи работающих двигателей транспортных машин осложнен наличием дополнительных к микросейсмам вибропомех, исключающий из работы десятки сейсмоприемников, что в целом снижает производительность труда отрядов.

В целях определения объема этих потерь и поиска путей из снижения в середине ноября 2011 г. на базе Богучанской Геофизической экспедиции было выполнено три серии записей указанного типа помех при работе импульсных невзрывных источников (ИНИ) «Енисей - КЭМ 4».

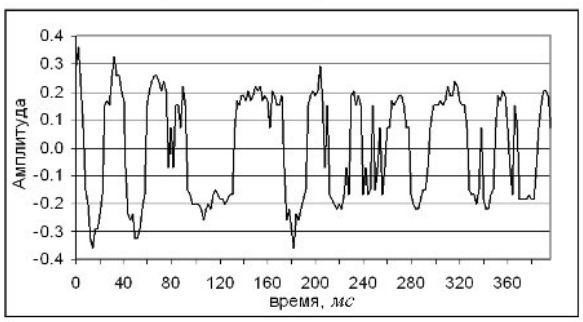
Первая - при выключенном двигателе транспортной машины «Енисей - КЭМ - 4», вторая - при включенном двигателе и третья - при импульсном воздействии ИНИ на грунт (при включенном двигателе). Каждая серия содержит по 11 цифровых записей сейсмических трасс продолжительностью по 8с с шагом дискретизации 2 мс, ниже использованы записи длинной 4 с. Сейсмические датчики были расположены вдоль прямой на расстоянии 50 м друг от друга, причем ИНИ располагается в точке 1, как показано на рис. 1. Датчикам справа присвоены отрицательные номера, слева - положительные.

На рис. 2 приведен фрагмент записи сигнала в точке -6 при выключенном двигателе (фоновый сигнал). На рис. 3 можно видеть фрагмент записи сигнала в точке 1, в непосредственной близи от

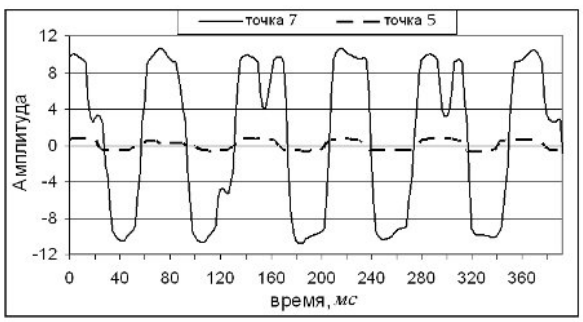


▲ *Рис. 1. Схема расположения источника и датчиков. Расстояние между источником и датчиком № 6 максимальное и составляет 300 м.*

транспортной машины с работающим двигателем, и в точке -2, также при включенном двигателе. Точка -2 расположена на расстоянии 100 м от точки 1. Из рис. 3 следует, что амплитуда сигнала – вибрации от двигателя в точке 1 не превышает 10,5 единиц, датчик находится в состоянии насыщения. На расстоянии 100 м



▲ *Рис. 2. Фоновый сигнал*

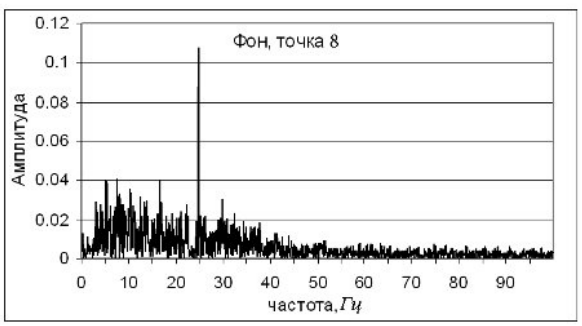


▲ *Рис. 3. Вибрационные помехи от работающего двигателя непосредственно вблизи его (точка 1) и на расстоянии 100 м (точка -2)*

вибрации от двигателя становятся меньше, максимальная амплитуда сигнала составляет 0,8, в то время как максимальная амплитуда фонового сигнала равна 0,36. В точке -6 максимальная амплитуда сигнала составляет 0,24 при включенном двигателе.

Для дальнейших исследований микросейсмов и вибрационных помех использовался цифровой спектральный анализ с разрешением 0,01 Гц.

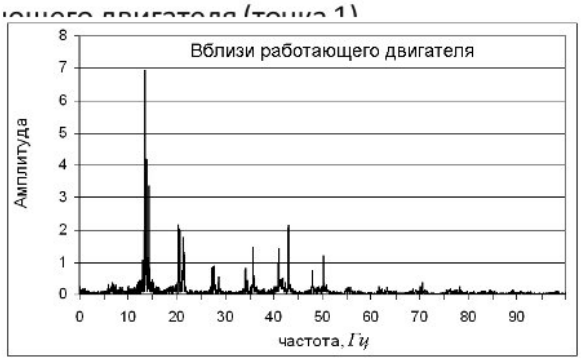
На рис. 4 приведен амплитудный спектр фонового сигнала в точке -5.



▲ *Рис. 4. Амплитудный спектр фонового сигнала в точке -5*

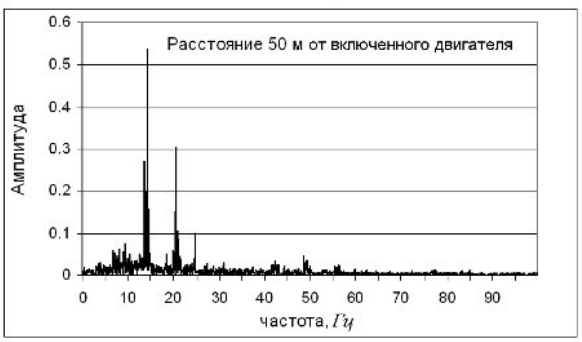
Микросейсмы на рис. 4 имеют спектр в диапазоне от 5 до 50 Гц, наряду с ними наблюдается пик на частоте 24,85 Гц. Этот пик, скорее всего, обусловлен вибрационными помехами от какого-то двигателя, расположенного на большом расстоянии. Обращает на себя внимание резкий спад амплитуд спектральных компонент на частотах свыше 40 Гц.

На рис. 5 приведен спектр сигнала с датчика, расположенного вблизи работающего двигателя (точка 1).



▲ *Рис. 5. Спектр сигнала с датчика, расположенного вблизи двигателя*

Амплитуда первой гармоники с частотой 13,72 Гц имеет величину 6,93, наблюдается вторая гармоника с частотой 27,44 Гц, третья гармоника с частотой 41,25 Гц и наиболее интенсивные пики на частотах 14,41 Гц, 20,60 Гц, 43,1 Гц. Микросейсмы практически не видны, так как датчик работает в нелинейном режиме.



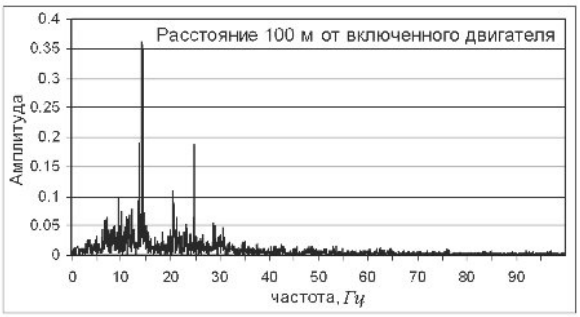
▲ *Рис. 6. Спектр сигнала с датчика, расположенного в 50 м от двигателя*

По мере удаления сейсмического датчика от работающего двигателя транспортной машины «Енисей», происходит трансформация спектра. На рис. 6 приведен спектр, полученный с датчика в точке 0 на расстоянии 50 м от двигателя. Наблюдается пик на частоте 13,72 Гц и рядом более сильный пик на частоте 14,41 Гц, по-видимому, от другого двигателя, пики на 20,61 Гц и на 24,84 Гц. Однако микросейсмы подавлены, что свидетельствует о работе датчика в нелинейном режиме.

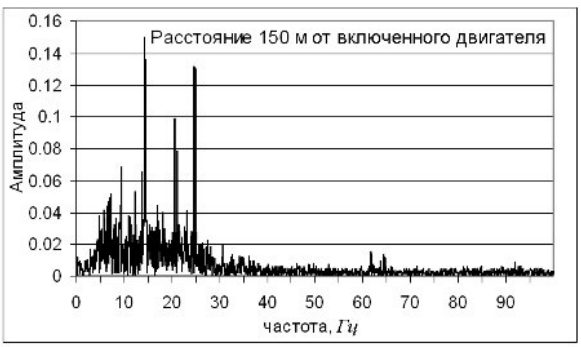
На рис. 7 можно видеть спектр сигнала с датчика, расположенного в 100 м от работающего двигателя транспортной машины (точка № -2). Присутствуют пики на частотах 13,72 и 14,41 Гц, но более слабые, чем на рис. 7, а также пики на частотах 20,61 и 24,84 Гц. Можно утверждать, что датчик в точке № -5 почти перешел в линейный режим.

О полном переходе датчика в линейный режим можно говорить только, если расстояние между ним и работающим двигателем транспортной машины составляет 150 м (см. рис. 8). В спектре присутствует пик на первой гармонике

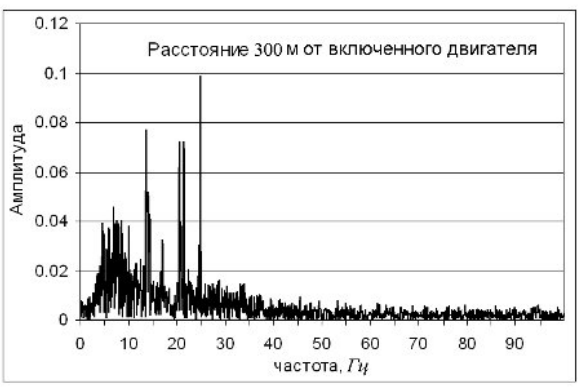
вибраций от двигателя с частотой 13,72 Гц, пик с 14,41 Гц, а также пики на частотах 20,61 и 24,84 Гц.



▲ *Рис. 7. Спектр сигнала с датчика, расположенного в 100 м от двигателя*



▲ *Рис. 8. Спектр сигнала с датчика, расположенного в 150 м от двигателя*



▲ *Рис. 9. Спектр сигнала во время импульсного воздействия на грунт, датчик на расстоянии 300 м от транспортной машины*

Был проведен анализ спектров, полученных во время импульсного воздействия ИНИ на грунт (при включенном двигателе). На рис. 9 приведен спектр такого сигнала в точке № -6, расположенной за 300 м от транспортной машины. Не удается заметить каких-либо особенностей в этом спектре по сравнению со спектрами с датчиков, расположенных на расстоянии более 150 м от транспортной машины. Наблюдаются те же пики с частотой 13,72 Гц, 14,41 Гц, 20,61 и 24,84 Гц. Появился новый пик на частоте 21,53 Гц.

Для того, чтобы вести прием отраженных сейсмических волн вблизи транспортной машины ИНИ «Енисей», необходимо заглушить двигатель. При этом целесообразно использовать аккумуляторное питание ИНИ.

Выводы

- Вибрационные помехи от работающих транспортных машин - носителей невзрывных сейсмических излучателей вводят сейсмодатчики в нелинейный режим, что не позволяет принимать полезные сигналы на расстоянии порядка ± 150 м.

Если не учитывать влияние зоны низких скоростей, то это означает, что достаточно большое количество сейсмодатчиков одновременно выводится из работы, например при расстановке 20 м;

- Не используется 14 рабочих точек;

- Для снижения влияния этого рода помех целесообразен переход на аккумуляторную зарядку конденсаторов импульсных невзрывных источников и работе с отключенными двигателями транспортных машин [1].

Этот режим и соответствующее устройство аккумуляторного питания могут быть включены в состав серийных источников «Енисей» всех видов.

Работа выполнена при финансовой поддержке конкурсного проекта П 218.

Литература

1. Воронцов Ю.С., Кузьмин Д.С., Шайдуров Г.Я. и др.

Система аккумуляторного электропитания импульсных невзрывных сейсмических источников «Енисей», Приборы и системы разведочной геофизики ЕАГО, Саратов, №2/2012, С 35-36.

От редакции: *Как правило, мы стараемся четко следовать тематической направленности выпусков, поскольку это позволяет сориентировать авторов и читателей по интересам и помогает производителям правильно акцентировать рекламируемую продукцию. Но журнал - это живой организм, который должен быстро адаптироваться к тем или иным обстоятельствам. Тем более, что, зачастую, он сам возникновение этих обстоятельств и инициирует. Так, например, случилось с выпуском, посвященным сейсмодатчикам. Отклики и статьи читателей, касающиеся этой тематики, приходят в редакцию и по сей день. Одна из поступивших в редакцию статей предлагается вниманию читателей.*

К вопросу использования одиночных сейсмоприемников в геофизических исследованиях МОВ ОГТ

■ Завьялов В.А., ОАО "Хантымансийскгеофизика", г. Ханты-Мансийск

В работе рассматривается вопрос о выборе минимального количества одиночных сейсмоприёмников и применении их вместо группы сейсмоприемников, при котором не происходит снижение качества сейсмического разреза. При работе с группами сейсмоприемников для повышения эффективности регистрации высоких частот рекомендуется уменьшение длины приемной группы с сохранением оптимального количества сейсмоприёмников и площадная установка в условиях низкоскоростного разреза Западной Сибири.

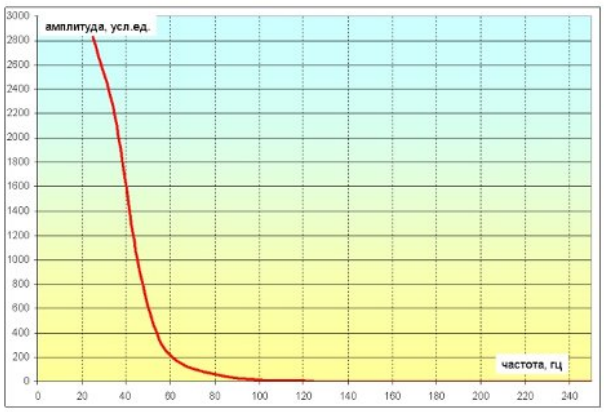
В технологии сейсмических исследований МОВ ОГТ применяются и постоянно совершенствуются различные методические приемы, с целью получения сейсмических отражений в максимально широкой полосе частот и, в частности, расширение области регистрации высоких частот. В многочисленных публикациях как отечественных, так и зарубежных, приведены примеры повышения частотного состава записи в результате применения этих подходов, что свидетельствует о некотором постоянном прогрессе в данном вопросе. Но в практику производственных исследований эти разработки идут с трудом, что связано как с усложнением технологии полевых работ, так и определенными издержками получаемых результатов.

В настоящее время в России, как и во всем мире, определенное внимание уделяется внедрению Q-land технологии, предусматривающей использование плотной системы одиночных сейсмоприёмников (на Западе внедрение и использование таких технологий с переменным успехом идет в течение более 10 лет). Появились печатные работы, обосновывающие применение данного подхода в современных условиях России [4], намечаются достойные кандидаты на государственные премии за внедрение этой технологии. Следует отметить, что применение одиночных сейсмоприёмников вместо использования групп, при работах МОВ ОГТ 3D в своих работах активно отстаивал д. г - мн.н. Бембель Р. М. [1]. Несмотря, на первый взгляд, на объективность и теоретическую обоснованность использования одиночных сейсмоприемников вместо группы, получаемые при этом результаты, не дают, по нашему мнению, ожидаемого эффекта. Если просмотреть и проанализировать данные, представленные в журналах и рекламных буклетах, свидетельствующие о высокой эффективности применения одиночных сейсмоприем-

ников, по сравнению с ранее полученными результатами и примененными группами, сомнения переходят в убеждение, что принципиально новые результаты мы получаем не всегда. По нашему мнению и исходя из опыта работ, только при использовании достаточного количества одиночных сейсмоприёмников вместо группы, применении компактного (точечного) источника достаточной мощности и дополнительном увеличении эффективной кратности исследований с целью повышения соотношения сигнал/помеха можно ожидать появление новых данных.

Рассмотрим особенности проведения сейсмических работ в Западной Сибири и, в частности, остановимся на целесообразности использования одиночных сейсмоприёмников и применения линейных групп приема. В настоящее время при производственных работах используется группирование 12 сейсмоприемников на базе 20-25 метров. Автор не располагает информацией о группировании по более плотной системе, то есть исполь-зовании линейных групп из 16, 20, 24 и т. д. приемников на этой базе и применении использовании меньших групп, при сохранении определенного количества сейсмоприемников и эффективности их применения. Поэтому за основу работы с целью выяснения возможностей использования одиночных приборов вместо групп была проанализирована использована информация, полученная ранее при производственных работах МОГТ.

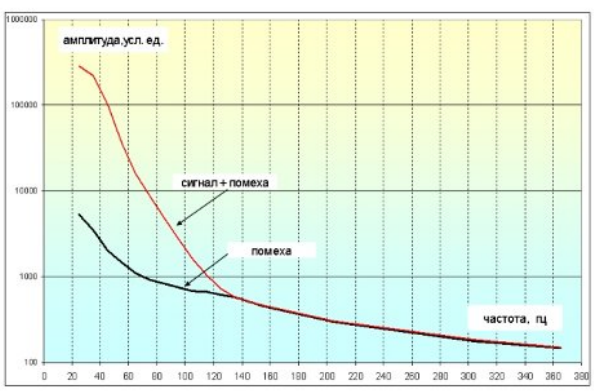
Теперь определимся с предпосылками получения новых данных в условиях Западной Сибири при применении одиночных сейсмоприемников Q- land технологии на основе имеющихся данных. На рисунке 1 приведена типичная зависимость амплитуды от частоты, которая свидетельствует о резком снижении амплитуды на частотах более 60-65



▲ *Рис. 1. Изменение амплитуд отраженных волн в зависимости от частоты (для неокома Среднего Приобья)*

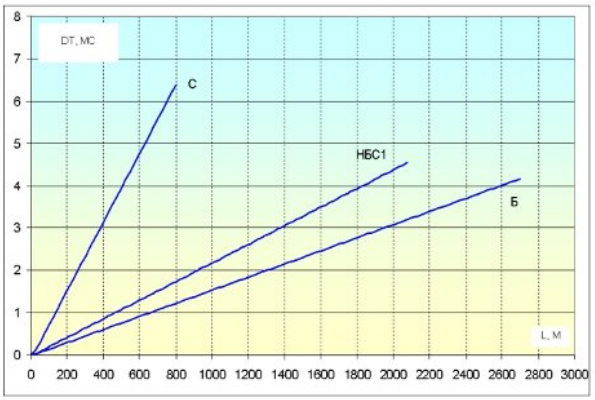
гц, связанном, в основном, с упругими свойствами среды и параметрами источника. И задача сейсмических исследований заключается в сохранении при регистрации частот, особенно высоких, как сопоставимых по уровню с естественными шумами, так и существенно ниже естественного шума (рис. 2) и в повышении при обработке соотношения сигнал/помеха в широкой полосе частот на конечном этапе.

Одной из основных причин снижения частотного состава сейсмической записи считается применение группы сейсмоприемников при регистрации, которая ослабляет высокие частоты [4]. Насколько велико влияние линейных размеров



▲ *Рис. 2. Соотношение амплитуды сигнала и помехи в зависимости от частоты (по работам МОВ ОГТ, проведенными с единичными приемниками в Среднем Приобье)*

группы на снижение частотного состава записи оценим по реальным производственным сейсмограммам ОПВ, полученным в центральных районах Среднего Приобья. Рассчитаем кинематическую поправку для сейсмических горизонтов С (сеноман), НБС1 (неоком), Б (верхняя юра), аппроксимируя отсчеты реального годографа параболической функцией. Эффективную длину расстановки определим с учетом мьютинга. Из полученных данных (рис. 3), мы видим, что для группы сейсмоприемников длиной 25м максимальные временные задержки изменяются от 0 мс на ближних удалениях до 4 – 7 мс на дальних удалениях. Максимальные задержки 6-7 мс получены по горизонту С , минимальные 4-5мс - по глубоким горизонтам Б, НБС1, а при применении более жесткого мьютинга задержки уменьшаются дополнительно на 20-30 % (при работах 3D ослабление высоких частот группой несколько снижается, что связано с отработкой пунктов взрыва в противоположном направлении относительно пунктов приёма). Таким образом, использование группы 25метров при работах 2D снижает эффективность регистрации и накапливания высоких частот, используемых для суммирования, что и отмечено в работе А. В. Череповского [4]. В тоже время, благодаря использованию плотной группы из 12 распределенных приборов, происходит повышение соотношения сигнал/помеха в 3.5 раза, что компенсирует затухание частот и позволяет выделить высокочастотный сигнал, что невозможно выделить при использовании одиночных приборов в количестве 1-3, применяемых вместо группы. На ближних каналах, а это большая часть расстановки, ослабления записи на всех используемых частотах практически не происходит. Что же касается AVO- эффекта, то на высоких частотах он будет снижен, но на низких и средних частотах

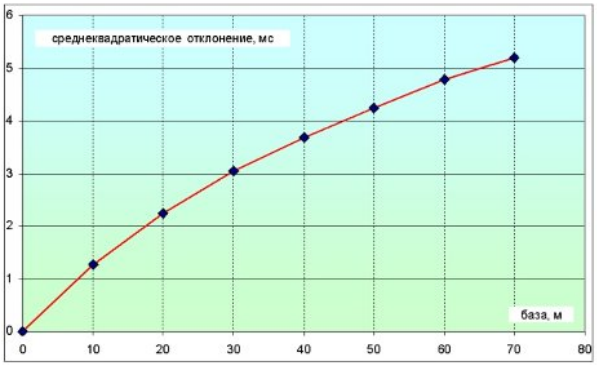


▲ *Рис. 3. Кинематическая поправка в пределах 25 метровой группы сейсмоприемников для горизонтов С, НБС1, Б (центральные районы Среднего Приобья)*

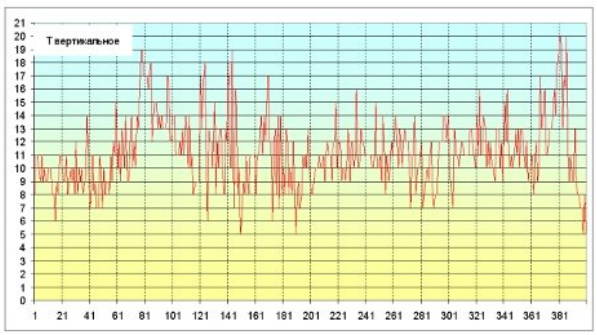
сохранится полностью. Как возможный путь частичного, но достаточно эффективного решения данной проблемы, можно рассмотреть вопрос дальнейшего уменьшения длины группы в два-три раза, при сохранении или незначительном уменьшении количества приемников (для ослабления случайной помехи особенно в области высоких частот), а на этапе обработки применении более жесткого мьютинга. Следует отметить, что для условий Восточной Сибири и других регионов, где разрез сложен высокоскоростной толщей галогенно - карбонатных отложений, влияние группы 25 метров на ослабление высоких частот на дальних каналах уменьшается в два раза по сравнению с районами Западной Сибири и по этой причине, влияние группы на частотный состав, связанное с гиперболичностью годографа, становится при работах 2D незначимой величиной для целевых горизонтов и тем более незначимой при работах 3D.

Оценим влияние поверхностных неоднородностей на синфазность суммирования в пределах группы, которая считается главной причиной ослабления частот. Рассмотрим влияние рельефа на суммирование сигнала внутри группы. Если выбрать профиль МОВ ОГТ, отрабо-

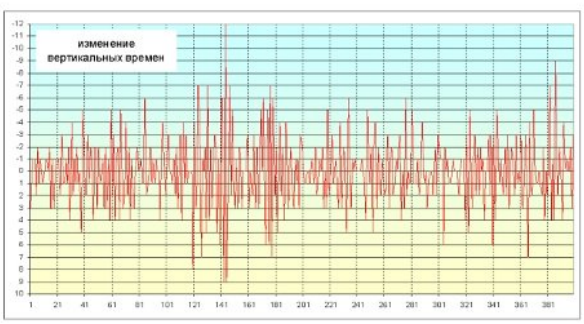
танный при производственных наблюдениях в Широтном Приобье и оценить изменение рельефа вдоль него на базе 25 метров, то в 98-99% случаев оно не превысит 1-1.5 метра. То есть сам по себе рельеф не создает больших погрешностей и не ослабляет синфазность суммирования сигнала. В Восточной Сибири ситуация принципиально другая. Там в 20%- 35% случаев изменения рельефа превышают 1-1.5м, что существенно ослабляет когерентность суммирования внутри группы. Основная же причина ослабления сейсмического сигнала при суммировании группой сейсмоприемников в Широтном Приобье, по нашему мнению, определяется другими факторами, а именно: зоной малых скоростей и верхней частью разреза [2]. Согласно работам с сейсмозондированиями МПВ, применяемыми для изучения зоны малых скоростей, мы имеем зависимость ошибки суммирования от базы сейсмоприемников, представленную на рис. 4. В соответствии с приведенным рисунком можно отметить, что последовательное уменьшение базы группы повышает точность суммирования, что связано с уменьшением влияния ЗМС (изменения мощности и скорости в ней). Оценим изменение зоны малых скоростей при применении взрывных источников по производственным работам МОВ ОГТ. При использовании взрывных источников при постоянной глубине скважин и заложении заряда ниже уровня ЗМС, полученные вертикальные времена и их изменения связаны, в основном, с изменением свойств зоны малых скоростей, её мощности и скорости в ней. На рис 5-7 приведены графики вертикальных времен и изменения вертикальных времен на линейной базе 25 метров, позволяющие оценить насколько значимо влияние зоны. Сог-



▲ *Рис. 4. Среднеквадратическое отклонение статических поправок от среднего уровня в пределах базы группирование сейсмоприемников, связанное с влиянием ЗМС (определено по зондированиям МПВ)*



▲ *Рис. 5. Вертикальные времена по профилю на базе 25 м (неоком Среднего Приобья)*



▲ *Рис. 6. Изменение вертикальных времен по профилю на базе 25 м (неоком Среднего Приобья)*



▲ *Рис. 7. Гистограмма изменения вертикальных времен по профилю на базе 25 м (неоком Среднего Приобья)*

ласно приведенным данным (рис.7), мы видим, что, в основном, отклонения не превышают 2-3мс и только в 20% ошибка превышает 3мс. То есть существенного и повсеместного искажения сейсмического сигнала при суммировании на базе 25 метров мы не имеем. Но для увеличения в сейсмической записи доли высоких частот от 60-65гц и более, следует, как минимум, уменьшить базу группирования сейсмоприемников для уменьшения влияния поверхностных неоднородностей в пределах группы, что повысит когерентность суммируемого регулярного сигнала. При этом целесообразно увеличить общее количество используемых групп приема в пределах расстановки. При работе с одиночными сейсмоприемниками и последующем бинировании их на большей базе (20-25 м), без ввода статических и кинематических поправок, мы получим, в принципе, результаты работы группы. И в случае использования меньшего количества приборов, чем в применяемой группе сейсмоприемников, соотношение сигнал/помеха уменьшится, особенно на высоких частотах.

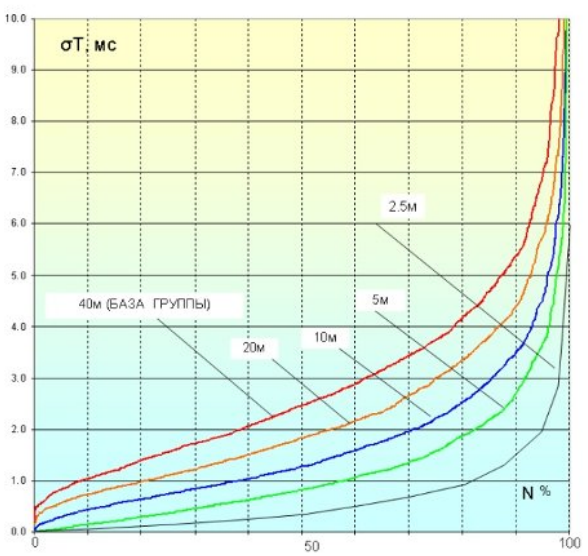
Вводя поправки за рельеф в пункты взрыва и пункты приема с использованием интерполированных вертикальных времен и затем объединяя данные, заметного улучшения (повышения частотного состава) спектрального состава не получим ни при использовании групп, ни для одиночных сейсмоприемников.

На несинфазность суммирования ОГТ влияет верхняя часть разреза и более глубокие неоднородности геологической части разреза [3]. Рассчитав эти поправки и введя их, мы получим временной разрез, но ни о каком когерентном суммировании речи нет, поскольку высокочастотные ошибки определения статических поправок сохранились. И только обработав данные с использованием автоматической коррекции статических поправок, мы получим существенное улучшение синфазного суммирования сигнала и расширение спектра сейсмической записи на временном разрезе. Слабые высокочастотные сигналы, уровень которых сопоставим с шумами, вероятно, суммироваться когерентно не будут из-за интерференционной записи и определенных погрешностей определения статических и кинематических поправок. С целью оптимизации дальнейшего суммирования, чтобы повысить когерентность записи, следует при обработке весьма аккуратно использовать определенные алгоритмы фазочастотной коррекции сейсмограмм, типа трим - статика. Но если эти алгоритмы будут работать для относительно сильных сигналов, то для слабых сигналов, сопоставимых с шумами, это может привести в ряде случаев к негативным последствиям - появлению ложных осей синфазности (горизонтов), что неоднократно отмечалось в статьях зарубежных геофизиков / 5 /.

Изменение распределения сводных среднеквадратических погрешностей в зависимости от параметров применяемой группы представлено на рисунке 8. Исходя из значений градиентов изменения сводных статических поправок в пределах 20 метровой группы вдоль профиля, можно сделать вывод о том, что в до 20% случаев происходит синфазное суммирование(!), среднеквадратическая ошибка не превышает 1мс, а в 14% случаев суммирование происходит не оптимально и среднеквадратичная ошибка превышает 4 мс. Из этого следует, что если наша цель эти пресловутые 14 %, то необходимо таким образом модифицировать методику, чтобы в

результате ее применения в остальных 86% случаях результаты не ухудшались.

Так же изменится соотношение сигнал/помеха, в частности, для высоких частот, сохранение которых является нашей целью при регистрации одиночными сейсмоприемниками? А высокие частоты, уровень которых сопоставим со случайным шумом, будут ослаблены в 3.5 раза, если вместо группы из 12 сейсмоприемников будет один прибор, при условии некоррелированных случайных помех. Далее формально следует - количество суммируемых одиночных приборов из 12 при синфазном суммировании в переделах группы даст тот же эффект, что и группа (это для сильных сигналов, где достаточно высокое соотношение сигнал помеха). Что недопустимо, по нашему мнению, так это использование 1 или 2-3 приборов вместо группы, что заведомо ухудшит качество отчетных сейсмических данных, а это, к сожалению, предлагается в некоторых работах [4] и даже применяется на практике на современном этапе, дискредитируя, в общем-то, перспективное направление в сейсморазведке. Далее следует отметить, что при низком соотношении сигнал/помеха, связанном с использованием малого количества одиночных сейсмоприемников, и невысокой эффективной кратности при работах 3D, мы будем иметь временные разрезы с меньшей разрешенностью по сравнению с работами 2D, где эффективная кратность на целевых горизонтах обычно существенно выше, что иногда и происходит. Фактически же, учитывая возможные погрешности ввода статических поправок для синфазного суммирования, даже после автоматической коррекции эффект применения одиночных сейсмоприемников в таком же количестве, как и в группе, но с пониженной кратностью, как правило, не даст положительного результата. Далее, мы приходим к следующему выводу - количество единичных сейсмоприемников, применяемых вместо группы, должно быть существенно больше, чем 1-3 сейсмоприемника и только это позволит получить результаты, которые будут сопоставимы с данными, зарегистрированными группой сейсмоприемников. Если хотим получить максимально надежные данные, то для решения поставленной задачи необходимо использовать столько одиночных приемников, сколько приборов в группе, исходя из того факта, что сигнал на высоких частотах сопоставим с шумами, а случайная помеха не коррелируется. Только в этом случае мы получим новые сейсмические данные по всему профилю (площади. При этом оптимизируется когерентность суммирования сейсмической записи, увеличится соотношение сигнал/помеха в широкой полосе частот (особенно в области высоких частот) и, как следствие, повысится разрешенность временных разрезов. Учитывая, что



▲ *Рис. 8. Изменение статической ошибки суммирования в зависимости от базы группы в пределах профиля в Среднем Приобье (выполнена сортировка значений по возрастанию)*

повышение плотности установки сейсмоприборов имеет определенный предел (после которого из-за корреляции помехи накапливание сигнала будет малоэффективно) и едва ли целесообразно располагать единичные приборы с их высокой чувствительностью к условиям установки и регистрировать их через 2-2.5м, скорее всего, для оптимизации условий приема и подавления случайных помех оптимально использовать группы на минимальной базе 2.5-5 метров - как линейной, так и площадной. При этом необходимо так же сокращать расстояние между пунктами взрыва, что повысит точность расчета и ввода статических поправок как априорных, так и корректирующих (рис. 7).

В качестве альтернативного подхода можно предложить использование площадных групп (в частности, установку приборов по обеим сторонам профиля), что усложняет технологию полевых исследований, но повышает эффективность регистрации сейсмических волн.

Автор не рассматривает в своей статье применение оригинального способа регистрации с использование вертикального группирования одиночных сейсмоприемников. Способ, предложенный геофизиками ОАО "Енисейгеофизика" (В.А. Детков и др.), имеет определенные перспективы, но, к сожалению, пока не прошел должной апробации на практике.

Выводы.

Для регистрации и выделения сейсмического сигнала, особенно в области высоких частот, где он сопоставим с уровнем помех (шумов), для условий Среднего Приобья рекомендуется:

- использовать одиночные сейсмоприемники, количество которых сопоставимо с количеством приборов в группе (12 и более), или, что более целесообразно, применять мини - группы на базе 2.5-5 метров для нивелирования условий установки приборов и статистического увеличения соотношения сигнал/ помеха, особенно на высоких частотах,

- в качестве альтернативного, по нашему мнению, равноценного подхода, на практике следует применять группы приборов на базе меньше 25 метров, например, 7.5-12.5 метров с достаточным количеством сейсмоприемников (что актуально для условий Западной Сибири), используя, по возможности, площадное группирование сейсмоприемников.

- повысить эффективную (фактическую) кратность исследований МОВ ОГТ на целевых горизонтах в 2-3 раза, что позволит повысить соотношение сигнал/ помеха, особенно в области высоких частот.

Литература.

1. Бембель Р. М. Высокоразрешающая объемная сейсморазведка. Изд. Наука, Новосибирск , 152с.,1990.

2. Завьялов В.А., К вопросу определения статических поправок за влияние ЗМС в условиях Среднего Приобья по работам МОВ ОГТ., Научно-практическая конференция: "Состояние и перспективы совершенствования методов обработки и интерпретации результатов геофизических исследований при поисках, разведке и эксплуатации месторождений нефти и газа в Западной Сибири"., Тюмень, с.52-59, 2011г.

3. Притчетт У. Получение надежных данных сейсморазведки: Пер. с англ.- М.: Мир, 199. -448с., с ил.

4. Череповский А.В., Пришло ли время отказаться от группирования в пользу одиночных сейсмоприемников., Геофизика №10, 22-28, 2010г.

5. Ursenbach, C. P., and Bancroft, J. C., Noise alignment in trim statics. CREWES Research Report, Volume 12, 2000

Можно ли улучшить, удешевляя? Одиночные сейсмоприемники: возможности, перспективы

Лапин С.А., Крутов А.Л., ООО «Донгеофизика», г. Геленджик

Одна из основных задач, стоящая перед современной сейсморазведкой — это получение материалов высокого качества (кратность, разрешение и т.п.). Также, условия для проведения сейсморазведки требуют высокой производительности выполняемых работ, т.к. полевой сезон длится недолго. Все жестче и жестче накладывают свои требования экологи.

И все прекрасно понимают, что высокая конкуренция (получение заказов через тендеры) требует от современных технологий снижения затрат на проводимые работы.

Решения этих задач накладывает на аппаратуру и методики большие требования. За последнее десятилетие в зарубежной наземной сейсморазведке произошел качественный скачок как в регистрирующей аппаратуре, так и в методиках наблюдений. Регистрирующая аппаратура стала передавать большие потоки данных. Это позволило обеспечить сбор информации в реальном времени при расстановках в десятки тысяч каналов. Стал возможен переход к уплотнению точек приема, уменьшению расстояния между ними до 2,5 -5 м. Вслед за уплотнением точек приема появились методики возбуждения с высокой плотностью. При работе с вибраторами выяснилось, что группы вибраторов лучше разбить на одиночные источники. Новые методики позволили увеличить кратность накоплений сейсмических наблюдений. В [1] описывается современный аппаратно-программный комплексом, реализующим UniQ, созданный несколько лет назад специалистами компании WesternGeco (Schlumberger).

В ООО «Донгеофизика» в прошлом году прошли испытания и производственные работы с телеметрической системой XZone Fly Lander (производства ООО «СИ Технолоджи») с использованием методики, в чем-то схожей с технологией применяемой WesternGeco.

Сейсмическая регистрирующая система XZone® российского производства, имеет следующие особенности:

1. Передача питающего напряжения осуществляется по кабелю на большие расстояния. Это способствует снижению веса полевого оборудования, т. к. отсутствуют тяжелые, дорогостоящие аккумуляторы. (Удельный вес наземной электроники около 75 г/канал, а типовые



▲ *Рис. 1. Телеметрическая система XZone Fly Lander*

зарубежные аналоги имеют удельный вес 350 г/канал). Малый вес аппаратуры обеспечивает оперативность и мобильность при развертывании полевой системы наблюдений и более низкую стоимость.

Удельная потребляемая мощность систем XZone® составляет около 60 мВт/канал, тогда как типовые зарубежные аналоги потребляют в среднем от 90 до 150 мВт на канал.

По линии профиля без использования автономных аккумуляторных батарей возможно подключение до 960 сейсмических каналов с шагом квантования 2 мс, что при центральной системе наблюдений обеспечивает длину годографа 9,6 км при шаге между пунктами наблюдений в виде одиночных сейсмоприемников в 5 м.

2. Применение малого шага (5 м) и точечных пунктов приёма в виде одиночных сейсмоприемников позволяют:

· облегчить работу по раскладке в таких зонах как болота, плавни, поймы рек, транзитные зоны, пересеченная местность;

· избавиться от статических сдвигов внутри группы сейсмоприемников;

· сохранить высокие частоты регистрируемого сигнала;

· уменьшить размер бина до 2,5 м;

· увеличить разрешенность сейсмической информации;

· проводить экологосберегающую съёмку с шириной профиля 1 м;

· получить возможность расчета первых вступлений и учета статических поправок.

3. При использовании одиночных приемников возникают повышенные требования к условиям их установки для обеспечения приема малых амплитуд



▲ *Рис. 2. Заглубление приемного датчика*

сигнала и повышения соотношения сигнал/шум. Для этого одиночные сейсмоприемники устанавливаются на глубину 40 см с присыпкой, что увеличивает соотношение сигнал/шум на частотах свыше 50 Гц на величину около 10 дБ.

В связи с тем, что вибрационные и импульсные источники обладают рядом



▲ *Рис. 3. Присыпка датчика*

ограничений при использовании в реальных физико-географических условиях из-за своей массы и габаритов, главный упор в нашей компании был уделен развитию источников взрывного и пневматического типов. Как известно, в последнее десятилетия ряд предприятий начали использовать разновидности методик возбуждения упругого сигнала с помощью взрывных веществ. Изменения идут в сторону уменьшения массы используемых зарядов. Это и группы шпуровых зарядов малого веса и погружение малых зарядов на глубину 3 - 8 м. Шаг между пунктами возбуждения при этом составляет от 25 м.

Наша методика предлагает переход на шаг возбуждения от 5 м при заложении малого точечного заряда на глубину 1 – 1,5 м.



▲ *Рис. 4. Группирование шпуровых зарядов*

Переход на малый шаг между точечными пунктами возбуждения приносит те же преимущества, что и переход на малый шаг между пунктами приёма. Можно повторить эти преимущества:

· облегчение работы на болотах, в плавнях, поймах рек, на пересеченной местности;

· возможность избавиться от статических сдвигов внутри группы источников;

· получение более высоких частот излучаемого сигнала;

· уменьшение размера бина до 2,5 м;

· увеличение разрешенности сейсмической информации;

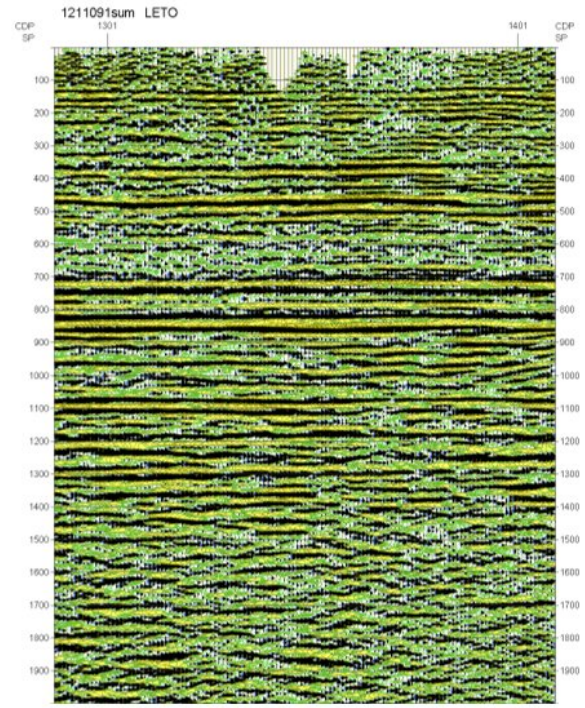
· возможность более точного расчета первых вступлений и учета статических поправок.

Работа малыми зарядами с малыми заглублениями наносит минимальный урон окружающей среде, что позволяет называть такую съемку экологосберегающей (ширина просек для профиля - 1 м; диаметр шпуровых скважин 60 мм и очень малая глубина до 1,3 м!)

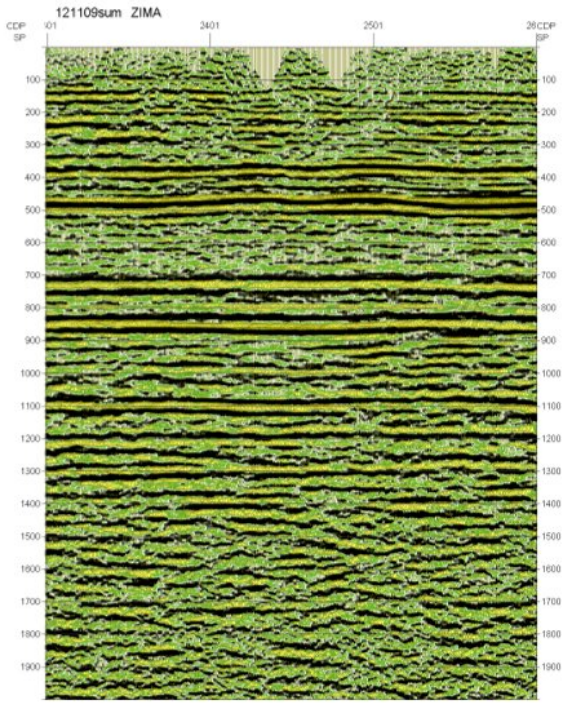
Применение малых зарядов практически не вызывает деформации грунтов. Вся энергия идёт, в основном, на образование сейсмической волны. Требования к квалификации бурильщиков и взрывников невысокие и производительность работ остается такой же или даже увеличивается. Отсутствие дорогостоящей и тяжелой буровой техники значительно



▲ *Рис. 5. Скважинный пневмоизлучатель "Малыш"*



▲ *Рис. 6. Отработанный профиль по стандартной технологии с группирование 8 сейсмоприемников*



▲ *Рис. 7. Тот же профиль, отработанный с одиночными сейсмоприемниками (без группирования)*

снижает себестоимость работ. При этом плотность, а, следовательно, и кратность, повышаются в 5 – 10 раз. Уменьшаются платы за потравы, вырубки лесных угодий и связанные с ними расходы. Может осуществляться идеально линейная съёмка. Повышается мобильность полевой партии.

Прекрасным дополнением к использованию методики работы с малыми зарядами является переносной пневматический комплекс на основе пневмоисточника «Малыш», разработанный в ООО «Донгеофизика» совместно с ООО «Пульс».

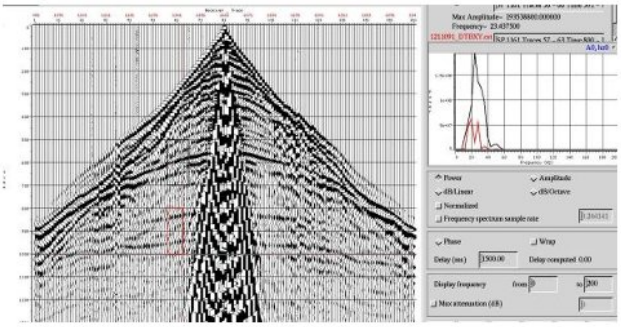
Он обеспечивает сохранение максимальной прямолинейности профилей при пересечении водных преград и непрерывность их отработки, Комплекс работоспособен и при искусственном заполнении шурфа водой. Расход воды на одно возбуждение составляет всего 10-15 л.

Пневмоисточник имеет более стабильный и высокочастотный сигнал и лучшую динамическую характеристику, чем у взрывного источника, что позволяет получать разрезы более высокого качества и разрешения.

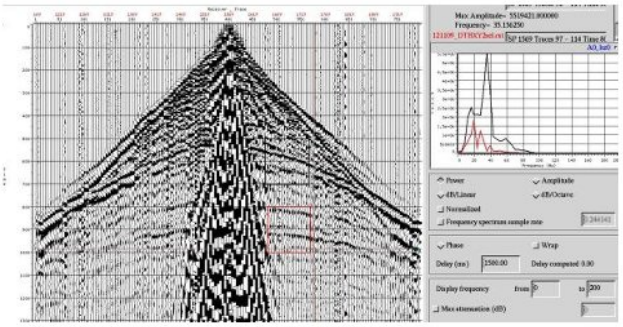
Кроме того, у пневмоисточника отсутствует негативное влияние на окружающую среду, которое возникает при инициировании конденсированных взрывчатых веществ, что делает пневмоисточник экологически безвредным.

Применение точечного приема и точечного излучения с малым шагом ведет к повышению качества работ, повышению рентабельности и уменьшению сопутствующих затрат заказчика при повышении информативности геофизической информации.

За два последних сезона ООО «Донгеофизика» выполнила около 400 пог. км сейсмических работ 2Д с использованием высокоразрешающей, высокоплот-



▲ *Рис. 8. Стандартная группа 22 м, 1 скважина 5-8 м, величина заряда 255 г.*



▲ *Рис. 9. Одиночные приемники, шаг 5 м, величина заряда 255 г. в 3 скважинах, глубина 1 м.*

ной, экологосберегающей технологии. Шаг между пунктами точечного приема составлял 5 м, а между пунктами возбуждения - 10-25 м. Работы выполнялись в таких нефтегазоносных провинциях как Тимано-Печорская, Волго-Уральская, Скифская. В качестве источника упругого сигнала применялись взрывы малых зарядов в скважинах и групповые заряды в шурфах, пневматические излучатели в скважинах. Более 50 пог. км профилей экспериментально выполнено в летнее время в условиях болот Республики Коми. Доказана принципиальная возможность проведения в данном регионе таких сейсморазведочных работ по облегченной, экологосберегающей методике в летнее время.

Приведенные в статье материалы позволяют говорить о хороших перспективах применения вышеописанных методик для получения сейсмической информации высокого качества при проведении сейсмических работ 2Д/3Д. Такие работы позволят проводить полноазимутальную сейсморазведку с высоким разрешением, с количеством каналов до 10 000 и более, с хорошими экономическими и экологическими показателями.

Следует отметить, что оборудование и технологии разработаны и изготовлено в России. Себестоимость работ с такой техникой в десятки раз меньше, чем с выше упомянутой технологией Uniq.

Литература:

1. Повышение эффективности наземной сейсморазведки. ТЕХНОЛОГИЯ UniQ. «Нефтегазовая Вертикаль», №01/2013

Подробнее об авторах



Лапин
Сергей Алексеевич

заместитель директора
по разведочной геофизике
ООО "Донгеофизика"



Крутов
Андрей Леонидович

начальник службы
компьютерной графики
ООО "Донгеофизика"

Бескабельная телеметрическая сейсморегистрирующая система с передачей данных посредством Wi Fi

SCOUT













32 Bit АЦП
Тмс 0,25-4

Энергонезависимая
Flash память до 32Gb

Ethernet
Высокоскоростной порт
Ethernet

Wi Fi
Встроенный Wi-Fi
модуль

GPS
Встроенный GPS
модуль

Встроенный датчик Холла
для управления питанием

2D/3D/4D
Любые проекты

25 преимуществ:

Возможность передачи данных в реальном времени с использованием Wi-Fi

Неограниченное число каналов

Автоматический режим определения координат блока на профиле

Съем данных без снятия блоков с профиля и без использования проводов

Контроль параметров расстановки и каждого блока в реальном времени

32 Гб встроенной памяти

До 25 дней непрерывной работы от встроенного аккумулятора

Работа в местах недоступных для кабельных систем

Внешнее подключение группы геофонов любой конфигурации

Работа с 3-х компонентными геофонами (одно- и трехканальное исполнение полевых блоков)

Беспроводное включение/выключение питания

Прочный герметичный корпус

Наличие спец. системы зарядки встроенных аккумуляторов

Возможность использования комбинированной расстановки с любыми кабельными системами

Позволяет организовывать непрерывный мониторинг месторождений

Формирование выходных файлов в форматах SEG-D и SEG-Y

Возможность подключения внешней батареи, для увеличения времени автономной работы

Модульная система считывания данных через Ethernet (со скоростью до 1 Гбит/с)

Светодиодная индикация технического состояния полевых блоков

Рабочий диапазон температур от -40 до +70 °C

Работа с взрывным, импульсным и вибрационным источниками возбуждений

Высокая мобильность системы (малый вес и габариты)

Автоматическая передача записанных данных с профиля на станцию при вхождении в зону действия точки доступа Wi-Fi, установленной на станции (удаленность до 1 км)

Возможность работы в местах с неустойчивым сигналом GPS

Повышенная надежность системы (защита от внешних воздействий, в том числе, от статического электричества)

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ - РОСНЕДРА рекомендует SCOUT при проведении сейсморазведочных работ. (http://www.rosnedra.com/article/5023.html)

ОАО "СПЕЦИАЛЬНОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРИБОРОСТРОЕНИЯ"
Россия, 410019, г.Саратов, ул. Крайняя, 129 , тел.: (8452) 53-45-06; 570-500, факс: (8452) 27-21-01
skbsp@skbsp.ru | **www.skbsp.ru**

Узнайте ваши модули

■ Луиза С. Дурхам, FairfieldNodal, США

Луиза С. Дурхам, консультант геологов-нефтяников в модульных технологиях, от имени компании FairfieldNodal, США,объясняет, почему технология применения сухопутных сейсмических модулей становится основным направлением.
Перевод с английского: И.Н. Левина (FairfieldNodal), Д.В.Томашин (FairfieldNodal)

Модульные сухопутные системы регистрации сейсмических данных, необремененные кабелями и проводами, становятся все более и более актуальными для применения в полевых условиях во всем мире. Например, такие системы, как ZLand®, использовались на всех континентах, кроме Антарктиды, где в настоящее время никакие изыскательские работы не проводятся.

Сравнительно недавно, всего несколько лет тому назад, системы регистрации сейсмических данных, именуемые как минимум-кабельные, беспроводные, свободные от кабелей, бескабельные и т.д., считались своего рода новинкой в отрасли.

Сегодня поставщики модульных систем отмечают довольно устойчивый поток запросов от компаний, связанных с добычей нефти и газа, которые хотели бы понять, как такие системы могут улучшить рентабельность в вопросах, связанных с производительностью, техникой безопасности и охраной окружающей среды, а так же увеличить экономическую эффективность.

Относительно быстрое признание новых систем в индустрии в значительной степени объясняется недостатками кабельных систем Они тяжелы и громоздки, что затрудняет проведение исследований на пересеченной местности. В случае необходимости доставки оборудования вертолетом стоимость работ увеличивается во много раз.

Помимо того, что кабельные системы нарушают гармонию природного ландшафта, серьезные проблемы могут возникнуть, также, во время обычной грозы.

Наличие большого количества кабеля на земле может привести к серьезным проблемам на территориях с повышенной грозовой активностью. Расстановки, используемые в кабельных системах, могут достигать несколько сотен километров в длину, а также подвергаться влиянию со стороны статического электричества в период неблагоприятных погодных условий.

Модульные системы имеют потенциал для выполнения ряда отраслевых потребностей:

· Более гибкие системы наблюдения, например, широко- и полно-азимутальные съемки при наземных исследованиях;

· Сокращение времени простоя и времени на наладку;



· Увеличение производительности;

· Улучшение показателей по ПБ, ОТ и ООС;

· Облегчение доступа в труднодоступные места.

Бесконечное разнообразие бескабельных систем, включая модули и наземные станции, доступно уже сегодня. Примером может служить истинно бескабельная система ZLand® и ее альтернативный вариант, предназначенный для работы в транзитной зоне и на мелководье, система Z700, а также системы INOVA HAWK®, Sercel UNITE и OYO GSR. Даже размер некоторых систем красноречивее всяких слов свидетельствует о многофункциональности и легкости их использования.

Каждый отдельный модуль ZLand® - это независимая станция регистрации данных, вес которой составляет всего 1.7 кг. Модули могут быть закопаны в землю, что делает их совершенно незаметными. После завершения цикла регистрации модули извлекаются, чтобы выгрузить из них данные в общую базу QC, одновременно зарядить батареи, и в дальнейшем установить в поле на новые ПП.

В настоящее время компании, специализирующиеся на проведении сейсмических исследований, а также нефтяные компании, покупают или арендуют высокотехнологичные наземные сейсмические системы различного типа. Чтобы определиться с выбором системы, которая наиболее четко отвечает поставленным задачам, самый простой и надежный способ для любой компании - это проведение тестовых работ.

Примеры тестовых испытаний

Относительно недавно тестовые работы были проведены компанией SAE для ApacheCorp. в землях Апачи, Залив Кука, Аляска. Сейсмосъемка 2D включала одновременное применение как традиционных кабельных цифровых телеметрических технологий сейсморазведки, так и бескабельных модулей. Легкость проведения исследований и получение данных высокого качества в сложных условиях дрейфующих льдин и на неустойчивом грунте стали возможны благодаря использованию модульной системы. Полученные данные оказались очень убедительными.

Как только результаты были получены, автономные регистрирующие истинно бескабельные наземные модули и модули для использования в транзитных зон были выбраны компанией Apache Corporation для ее многолетней сейсмической съемки 3D. Выбор был сделан в пользу оборудования FairfieldNodal, которое обеспечивает возможность регистрации данных на море, в переходной зоне и на суше.

Компания SAE закупила модульные системы FairfieldNodal и использовала их в тестовых работах, а также арендовала 6000 модулей для реализации проекта и работала с арендованным оборудованием в течение 120 дней в провинции Альберта (Канада) прошлой зимой. Впоследствии, модульное оборудование было отправлено далеко на юг, в зону Тихого океана, в Новую Зеландию, для проведения сейсмосъемки 3D.

Снижение транспортных затрат для бескабельной системы, по сравнению с аналогичной по размеру кабельной, составляет более чем 80%. Модули можно легко и быстро транспортировать по всему миру, снижая время простоя между проектами.

При использовании модулей ZLand®, вес каждого канала снижается приблизительно до 1.7 кг, обеспечивая существенное преимущество перед кабельными системами, вес которых может быть до 10 кг на канал.

Снижение веса означает, что несколько человек могут легко транспортировать модули за меньшее время. Результаты показателей по технике безо-пасности и в области охраны окружающей среды абсолютно очевидны.

Помимо Аляски и Канады, бескабельные модули ZLand® подтвердили свою жизнестойкость, и в других регионах с неблагоприятными погодными условиями.

Успешные демонстрации сравнительных испытаний сейсмических систем были проведены в двух суровых климатических областях Сибири. Даже будучи закопанными в снег на 0.6 метра, автономные модули, оборудованные встроенными батареями, функционировали без перерыва, что вызвало у русских огромный интерес к истинно бескабельным приборам.

От Сибири до Уганды

В противовес экстремальным условиям Сибири, джунгли Уганды стали сценой успешной демонстрации 3D сейсмической съемки с модулями, выполняемой в условиях экологически чувствительных заказников. Возможность закапывания модулей в грунт является важным преимуществом и, как и предполагалось, они продемонстрировала хорошие эксплуатационные качества.

Мексика

Возможно, одна из самых необычных демонстраций технических возможностей модулей была проведена в штате Табаско, на юго-востоке Мексики. Мексиканский подрядчик выполнил эту задачу, используя только два модуля. Подобный опыт может быть очень актуальным, особенно там, где сельское хозяйство – жизненно важная отрасль.

Это касается большинства фермерских хозяйств во всем мире, где существуют громадные площади сахарных тростников, сухие листья которых сжигают еще до момента сбора урожая, чтобы добраться до стебля. Честно говоря, для сейсмических исследований – это проблема. Компания, использующая кабельные системы, прекратила программу сейсмических исследований из-за пожаров. Чтобы продолжать работы без нанесения ущерба оборудованию были необходимы модули, которые можно было бы зарывать в грунт.



Модули были предварительно закопаны в землю приблизительно на глубину 25 см, до момента поджога тростника, и затем, после прекращения огня, были извлечены из земли. Регистрация данных прошла успешно. При этом модули даже не нагрелись и ни в одном из них не были замечены какие-либо температурные изменения.

Результаты превзошли все ожидания подрядчика, так как теперь бригады рабочих смогут работать во время сбора урожая на всей территории тростниковых сахарных полей без простоя. Возможность закапывания модулей в землю - уникальная особенность системы ZLand®.

Во время одного успешного демонстрационного проекта, направленного на решение сельскохозяйственных проблем в этой местности, модули были зарыты на глубину 40 см, или приблизительно на 15.75 дюймов, в распаханные на глубину 14 - 15 дюймов земли поля сорго, для сбора урожая которого используются комбайны. С помощью модулей можно было продолжать сейсмические работы во время всего цикла сельскохозяйственных работ - посева /сбора урожая.

У подрядчика в данном регионе в наличии всего три партии, но они используют только кабельное оборудование. Теперь стал вполне возможен переход к истинно бескабельным системам.

Будущие рынки

В то время как эти самодостаточные автономные системы регистрации и накопления данных продолжают набирать обороты в индустрии во всем мире, основным регионом, где известные крупные компании-подрядчики используют модульные системы, все еще остается Северная Америка. Между тем, нужно признать, что при возросшей тенденции к применению технологий бескабельных систем и модулей, есть места, где использование кабельного оборудования не является проблемой. Немало подрядчиков в странах Ближнего Востока все еще склонны работать на основе кабельных систем по причине различного менталитета с операторами США. Кроме того, кабельные системы насчитывают около 100 000 – 150 000 каналов, в то время как модульные системы, с их наибольшим числом каналов от 1000 до 15 000 штук, еще не превзошли эти цифры.

Плотно населенные районы городов, как оказалось, стали главными кандидатами на использование истинно бескабельных модульных систем для получения данных. В качестве удачного громкого примера проведения сейсмосъемки 3D, можно назвать старое месторождение нефти на территории Лонг-Бич, расположенное в центре города Лонг-Бич, Калифорния.

Выполненные там геофизические работы не оказали какого-либо влияния на природный ландшафт. Не было также никакого отрицательного влияния, связанного с работой вибраторов, которые работали в соответствии с четким графиком.

Тот же самый тип модульных систем использовался компанией NodalSeismic для получения данных в районе водохранилища «Санта-Мария», Калифорния. В результате сейсмосъемки возникла необходимость в исследовании нескольких широких профилей 2.5D, или, так называемого, широкого бина 3D.

Компания DawsonGeophysical выполняет мультиклиентскую сейсмосъемку 3D в Западном Техасе.

Область многофазного проекта продолжает расширяться. Модульный сегмент завершен и для вовпечения другой компании , которая хотела бы использовать группы геофонов, сейчас

используется кабельная система.

Как только проект завершится, начнется последовательное сравнение результатов, полученных с группами геофонов и с точечными приемниками, что является стандартной процедурой для участвующих сторон.

Необычный аспект технологии модульной системы ZLand® состоит в том, что она может выступать в качестве, своего рода, кабельной системы, посредством подключения внешнего датчика через внешний разъем.

При необходимости применения групп геофонов, модули с внутренними одиночными приемниками не подходят. В этом случае можно использовать модуль с внешним разъемом для подключения внешнего датчика.

Модификация модуля с внешним разъемом выполняет все функции модуля с внутренним датчиком и является, фактически, двуканальным.

Это - фактор 'неизбежного выбора', где оператор может использовать как внешний датчик, так и внутренний, но исключает их одновременное использование. Модуль с внешним подключением был разработан, главным образом, для проведения работ на озерах, реках и на мелководье, к примеру, в болотистых местах.

Для ситуаций с небольшими дострелами по озерам, рекам или болотам, которые, как правило, являются частью наземных работ, работники сейсмопартий могут быстро подключить гидрофон или болотный геофон, используя внешний разъем модуля.

Заключение

Можно предположить, что даже новейшая технология сейсмических модулей будет совершенствоваться в течение длительного времени. В настоящий момент данные не могут контролироваться в режиме реального времени, но заказчики начинают спокойно относиться к этой проблеме, принимая во внимание надежность данного оборудования. В прошлом контроль качества в режиме реального времени был необходим из-за проблем, связанных с кабелями и соединителями, а бескабельные системы устраняют все эти проблемы.

Главное преимущество полностью бескабельных систем ZLand® состоит в том, что их можно зарывать в грунт и они работают автономно до момента их извлечения. Сегодня перед нефтяными компаниями открывается широкий выбор сейсмических систем, начиная от истинно бескабельных до систем реального времени. Для компаний, специализирующихся на проведении сейсмосъемок и регистрации данных, выбор ограничен, поскольку должна быть выбрана только одна система.

Применение модулей ZLand® упрощает решение всех возникающих вопросов. Они эффективны, мобильны и снижают риски в вопросах техники безопасности и окружающей среды. В конечном итоге, модульные системы повышают производительность труда.

НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ ZLAND.



САМЫЕ МОБИЛЬНЫЕ В МИРЕ ИСТИННО-БЕСКАБЕЛЬНЫЕ МОДУЛИ.

В5
РАЗ ЛЕГЧЕ
чем обычные кабельные системы

НОВАЯ
3С
бескабельная модель уже доступна

+
ДОБАВЬТЕ
внешний датчик любого типа

Регистрация данных до
64
ДНЕЙ



Последняя версия ZLand набирает темпы. Легко развертывать, собирать и перезаряжать. Она регистрирует высококачественные сейсмические данные непрерывно, как правило, в течение 64 дней (12 часов/день). Когда нет кабелей не о чем заботиться, вы можете безопасно закапывать модули в грунт, с глаз долой. Если ваша съемка требует, Вы так же можете добавить внешние датчики любого типа. Или же, с нашей последней моделью 3С, вы можете получить все, в компактном, истинно-бескабельном оформлении.



Спросите нас также о наших новых Z100 морских модулях. Они позволяют Вам продолжить 3С операции в мелководной и транзитных частях с глубинами от 0 до 100 метров.

Наш Московский офис:
107113, Россия, Москва, Сокольнический вал 2А строение 2,
офис 111 • Тел: +7 (916) 370-26-20, +7 (495) 725-42-91

fairfieldnodal fairfieldnodal.com

СИСТЕМЫ СЕЙСМОРАЗВЕДКА ЛИЦЕНЗИРОВАНИЕ ОБРАБОТКА ВИЗУАЛИЗАЦИЯ

Наземно-скважинные сейсмические технологии в инженерной геофизике

Ларин С.В., Бучарский Б.В., Бондаренко Д.Н., Горячев В.В., ООО “Ингеоком”, г. Саратов

В задачи инженерно-геологических изысканий входит детальное изучение верхнего интервала геологических разрезов. В соответствии с нормативными документами и требованиями геолого-технической экспертизы при выполнении инженерных изысканий необходимы как обязательные геофизические исследования, или рекомендуются как сопровождение. Применяемые методики и технологии геофизических исследований должны обеспечивать эффективное и оперативное решение геологических задач в различных по сложности геолого-техногенных и климатических условиях. При этом специфика задач и исследуемый верхний интервал неоднородных разрезов требуют применения специальной геофизической аппаратуры и оборудования.

Геофизические аппаратурные комплексы и технические средства генерируют внешнее воздействие на геологическую среду и преобразуют входное воздействие любой физической величины, как отклик – сигнал, доступный для дальнейшей качественной трансформации, количественного анализа и интерпретации. Комплекс геофизических исследований, применяемый при решении задач инженерной геологии, включает наземные, наземно-скважинные и скважинные методы, которые должны характеризоваться высокой производительностью, геологической эффективностью, технологичностью при низкой трудоемкости. Эти показатели должны обеспечиваться применяемыми аппаратурными комплексами и техническими средствами.

При изучении объектов с неоднородной верхней частью разреза ВЧР (образование сезонно-мерзлого слоя - СМС, скальные породы, сухие песчаные грунты) на труднодоступных участках (водные переходы), применение наземных геофизических методов зачастую сталкивается с невозможностью оборудования систем наблюдений. В этом случае более эффективно использование наземно-скважинных систем и методик.

При выполнении сейсморазведки МПВ и МОГТ в составе инженерных изысканий на линейных объектах в труднопроходимых условиях Крайнего Севера, Якутии (проектируемые трассы газопроводов, автодорог, ЛЭП) ООО «Ингеоком» применяет разработанные конструкции мобильных сейсмических кос, перемещаемых по линии профиля. При этом остается постоянным контакт полевых модулей (сейсмоприемников) с приповерхностным слоем. Конструкция косы включает пожарный рукав с вмонтированными полевыми модулями SGD-SET/FU (производство ООО НПК «Сибгеофизприбор») и пригрузами, закрепленными на внешней части пожарного рукава с шагом 2 - 4 м вместо штырей полевых модулей. Полевой модуль SGD-SET/FU представляет собой два геофона собранных в одном корпусе: GS-32CT для регистрации продольной волны и GS-20DX-2B для регистрации поперечной волны. Пригрузы, изготовленные из баббита, с одной стороны, обеспечивают постоянный контакт полевых модулей косы с приповерхностным, предварительно уплотненным снежным слоем и, с другой стороны, обеспечивают правильную ориентировку полевых модулей относительно приповерхностного слоя.



Рис. 1. Монтаж сейсмической скважинной косы

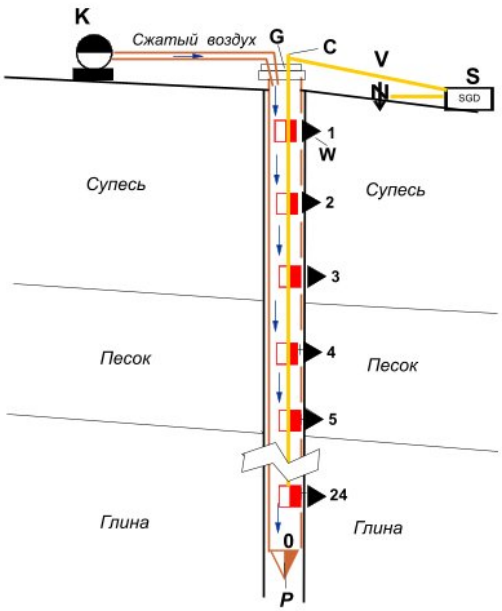
Методики сейсмокаротажа и сейсмического просвечивания обеспечивают получение локальных скоростных и физико-механических характеристик грунтов в прискважинной и межскважинной зонах на труднодоступных участках инженерных изысканий [1, 2].

В наземно-скважинных методиках сейсмокаротажа [1] и сейсмического просвечивания [2] применяется разработанная в ООО «Ингеоком» конструкция скважинной сейсмокосы. Скважинная 40-канальная сейсмокоса вмонтирована в герметичный гибкий шланг с герметично вмонтированными в шланг геофонами с шагом 1 м (Рис.1). Для



Рис. 2. Сейсмокоса в скважине

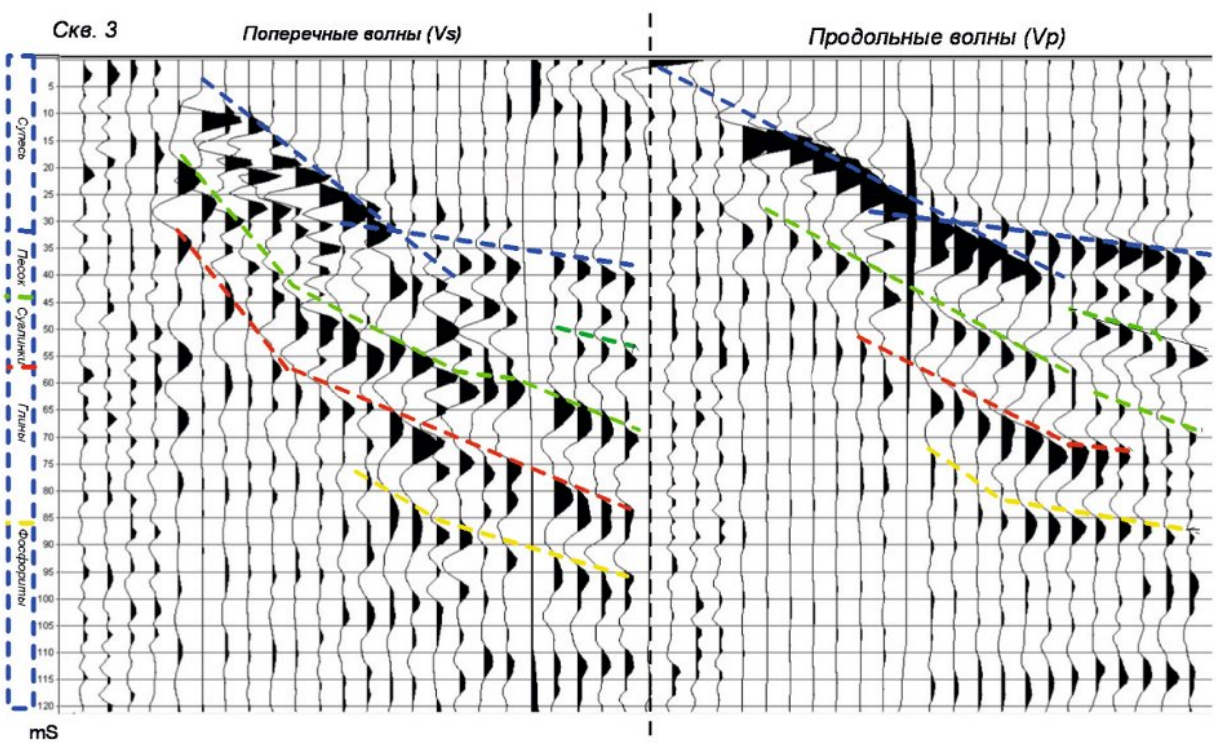
регистрации вертикальной компоненты упругого поля применены геофоны SF-20DX (20 геофонов), для горизонтальной - геофоны GS-20DX (20 геофонов). Контакт-прижим геофонов к стенкам скважины - пунктов приема осуществляется после спуска-погружения косы в скважину на глубины исследуемых интервалов геологического разреза за счет заполнения герметичного шланга сжатым воздухом от компрессора. При этом в шланге создается давление в 1.0-1.5 кГ/см^2, которое обеспечивает прижим геофонов к стенкам скважины. Для возбуждения упругих колебаний в методике сейсмокаротажа в прискважинных пунктах возбуждения (ПВ) используется ударный источник (кувалда). В методике сейсмопросвечивания используется сейсмический источник невзрывного типа «Малыш» (пневмопушка, разработанная ООО «Пульс», г. Геленджик), который помещается в скважину-пункт возбуждения. На Рис. 2 приведена фотография положения сейсмокосы в параметричес-



Условные обозначения

G-герметичный гибкий шланг; **P**- пригруз; **C**-сейсмокоса; **W**-сейсмоприемники; **K**-компрессор; **O**-поступление сжатого воздуха в гибкий шланг; **V**-импульсный пневмо - источник; **S**-сейсмостанция.

▲ *Рис. 3. Схема сейсмокаротажа в скважине*



▲ *Рис. 4. Волновые картины по данным сейсмокаротажа*

кой скважине-пункте приема на геофизическом полигоне. Схема выполнения сейсмокаротажа в инженерно-геологических скважинах приведена на Рис.3.

Пример волновых картин, полученных по результатам сейсмокаротажа скважины №3 на геофизическом полигоне, приведен на Рис.4.

Разработанные технические средства для наземно-скважинных сейсмических методик успешно внедряются полевыми подразделениями ООО «Ингеоком» в состав комплексных геофизических исследований при выполнении инженерно-геологических изысканий в сложно-построенных геологических разрезах техногенно-загруженных районов.

Литература:

1. Разработка методики и техники проведения сейсмокаротажа скважин с целью определения физико-механических свойств грунтов в естественном залегании [Текст]: отчет о НИР (промежуточный) / Свердловский ордена Трудового Красного Знамени горный институт им. В.В. Вахрушева; науч. рук. работы В.И. Бондарев; исполн.: В.А. Пьянков, М.В.-М. Пиявка. - Свердловск: [б. и.], 1971. - 38 с. : фот., рис., табл. - Б. ц. УДК 550.834.

2. А.Г. Болгаров, Ю.В. Рослов Межскважинная сейсмическая томография для решения инженерно-геологических задач// ОАО НПП ВНИИГИС, Октябрьский. ФГУ НПП “Севморгео”, Санкт-Петербург//Доклад на симпозиуме «Неделя горняка-2008».

Подробнее об авторах



Ларин
Сергей Викторович

Исполнительный директор
ООО «Ингеоком»



Бондаренко
Денис Николаевич

Руководитель
геофизической
группы ОКО



Горячев
Владимир Викторович

Главный инженер
ООО «Ингеоком»



Бучарский
Борис Васильевич

Начальник отдела
камеральной обработки
(ОКО)

ISSN 2074-8906

ПРИБОРЫ и СИСТЕМЫ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ

ОБЩЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЕЖЕКВАРТАЛЬНЫЙ ЖУРНАЛ

Издается с 2002 г.

2002-2013



По вопросам подписки, размещения рекламы:

8 (8452) 64-14-32

paturlov@mail.ru

Последствия для геологической отрасли от вступления России во Всемирную торговую организацию (ВТО) и организационно-методические меры по оценке их влияния на деятельность управляющих и хозяйствующих структур, а также по минимизации ущерба от негативных явлений при геологическом изучении недр Российской Федерации

■ Зайченко В.Ю., ГНЦ ВНИИгеосистем, г. Москва

Рассматриваются положительные и отрицательные последствия для геологической отрасли от вступления России во Всемирную торговую организацию (ВТО) и организационно-методические меры по оценке их влияния на деятельность управляющих и хозяйствующих структур, а также по минимизации ущерба от негативных последствий при геологическом изучении недр Российской Федерации. Приводятся рекомендации по решению этих вопросов.

Введение

В 2012 году завершился этап согласований соглашений о вступлении России в ВТО, который длился свыше 18 лет, и Государственная Дума Российской Федерации ратифицировала соглашение о вступлении России в ВТО. Таким образом, Российская Федерация стала 157 равноправным членом ВТО, приняв на себя обязательства о выполнении норм и правил, прописанных в ранее принятых ВТО генеральных соглашений по товарам и торговле – ГАТТ-ВТО [1].

В работе [12] детально рассмотрены условия и риски применения норм и правил генеральных соглашений ГАТТ-ВТО при присоединении России к ВТО без разделения ожидаемых последствий для отдельных отраслей Российской Федерации.

В целом научно-техническая общественность России указывает только на негативные последствия для многих отраслей от вступления в ВТО, в том числе и геологической отрасли, и практически не обращает внимания на возможные положительные последствия, которые неизбежно будут присутствовать в этом глобальном процессе развития международной торговли. Так авторы работы [2] указывают на наиболее болезненные обязательства России в природоресурсной сфере от вступления ее в ВТО, а именно: в сфере доступа к природным ресурсам требуется отменить внутрироссийское законодательство, которое ограничивает доступ иностранных фирм и компаний к строительству нефтегазопроводов, дамб и электростанций, а также к оказанию услуг по геологическим и геофизическим научным изысканиям, так как положения закона РФ “О недрах” и “Соглашений о разделе продукции” не позволяют их осуществлять без ограничений.

Это приведет к потере собственности на геологическую информацию о недрах, которую будут получать иностранные недропользователи; к потере преимуществ отечественных недропользователей при оформлении права разработки открытых иностранными компаниями месторождений полезных ископаемых; к потере исключительного права Российской Федерации на объекты интеллектуальной собственности, созданные на базе геологической информации о недрах. Иными словами, руководство

России даже не будет знать, что именно, в каком объеме и качестве, имеется в национальных недрах. Следует заметить, что в США и Китае к нефтегазовому сервису и поискам редкоземельных металлов, допущены только национальные компании. Автор работы [10] отмечает, что вышеуказанные последствия неизбежно приведут к снижению минерально-сырьевой безопасности страны, что недопустимо.

Вместе с тем, необходимо отметить, что по непонятным причинам на имеющиеся положительные последствия для геологической отрасли от вступления России в ВТО авторы публикаций не обращают внимания. В связи с этим их необходимо рассмотреть и дать оценку возможности их реализации.

Последствия вступления России в ВТО, которые могут оказать положительное влияние на развитие геологической отрасли России и меры по их реализации

К ним, прежде всего, следует отнести возможность выхода хозяйствующих субъектов отрасли на международный рынок с товарами и услугами, а также объектами интеллектуальной собственности, которые имеются в отрасли. Для этого необходимо иметь перечень такой продукции, а также организацию - менеджер, которая будет заниматься продвижением этого товара на международном рынке. Здесь могут быть различные варианты решения, а именно: сами хозяйствующие субъекты - отечественные недропользователи подготовят такие перечни для представления в Роснедра, которое их обобщит, и будет представлять на международном рынке самостоятельно, или путем привлечения стороннего менеджера согласно двустороннему соглашению. Таким менеджером в области недропользования могла бы быть ОАО "Зарубежгеология", если будет достигнуто соответствующее соглашение. За основу перечня товаров и услуг, имеющихся в геологической отрасли, может быть взята продукция, функционирующая в едином экономическом пространстве Таможенного союза Белоруссии, Казахстана и России, представленная в работах [8] и [9].

Вторым не менее важным обстоятельством этого процесса является наличие нормативно-правовых документов, содержащих требования к качеству имеющейся продукции, без соблюдения которых на международном рынке отечественные товары и услуги не могут конкурировать с подобной продукцией других фирм и компаний. В связи с этим, необходимо незамедлительно организовать эту важную для отрасли работу, чтобы в короткие сроки можно было бы получить требуемую нормативную базу для этих целей. Опыт разработки подобных документов имеется в лаборатории ГНЦ РФ ВНИИгеосистем, которой руководит профессор А.М. Блюменцев.

Особое внимание следует обратить на представление на международный рынок объектов интеллектуальной собственности, созданных в геологической отрасли, так как в ВТО действует специальное соглашение под названием "Торговые аспекты прав интеллектуальной собственности" (ТРИПС), содержащее нормы и правила торговли этим весьма ходовым товаром. Детальное описание данного документа приведено в работе [5].

Обращает на себя внимание тот факт, что торговля объектами интеллектуальной собственности (ОИС) осуществляется в виде прав, являющихся нематериальной категорией, что существенно отличается от других видов товаров. В связи с этим, для организации торговли на международном рынке объектами

интеллектуальной собственности, созданных в геологической отрасли, прежде всего, необходимо организовать учет этих объектов и их правообладателей на всех уровнях управления отраслью – региональном и федеральном. Описание этого процесса приведено в работе [6], однако желательно было бы разработать и утвердить соответствующее методическое руководство по этому вопросу, поскольку выполнение этой работы потребует определенных специальных знаний.

Одним из важных аспектов положительного влияния последствий на развитие геологической отрасли от вступления России в ВТО является возможность выполнения платных услуг по геологическому изучению недр других стран путем использования прогрессивных геолого-геофизических технологий, отработанных в регионах Российской Федерации. К таким странам можно отнести, прежде всего, государства СНГ, а также Иран, Ирак и другие страны Ближнего Востока, где имеются потребности в использовании апробированных в России прогрессивных технологий. Для организации этой работы необходимо иметь перечень передовых технологий для региональных и поисково-разведочных исследований, а также организации, способные их выполнять за рубежом.

Вышеизложенное свидетельствует о том, что, несмотря на пессимистические взгляды авторов опубликованных работ о последствиях для геологической отрасли от вступления России в ВТО, имеются и положительные моменты этого решения, которые просто надо знать и использовать в практической работе управляющих и хозяйствующих структур геологической отрасли.

А теперь о негативных последствиях, которые необходимо учитывать с целью минимизации ущерба при геологическом изучении недр Российской Федерации.

Согласно правил генеральных соглашений ВТО его члены не должны препятствовать продвижению товаров и услуг других государств на своих территориях [1]. Отсюда следует, что Россия может ожидать от иностранных фирм и компаний требования допуска их к геологическому изучению участков недр на ее территории. Это чревато тем, что если это будет осуществляться, то произойдет потеря собственности на геологическую информацию, которую будут получать иностранные недропользователи на предоставленных участках, а также приоритета государства на открываемые иностранными компаниями новые месторождения полезных ископаемых в части их ввода в эксплуатацию и добычу минерального сырья.

Какие меры следует предпринять управляющим отраслью государственным органам для недопущения этих негативных последствий? Это, прежде всего, ограничение участия иностранных фирм и компаний в аукционах на получение права геологического изучения участков недр, выставляемых на конкурс. Это может быть простое игнорирование поданных заявок на участие или отказ в выдаче лицензий на проведение этих работ под предлогом стратегического значения для государства результатов геологического изучения этих участков как это делают в США по нефтегазовым перспективным регионам и Китай – по участкам перспективных на месторождения редкоземельных металлов. Дело доходит до судебных решений ВТО, однако указанные государства – члены ВТО продолжают проводить свою политику.

Могут быть и другие решения данного вопроса, а именно: иностранные фирмы

и компании могут получать лицензии на геологическое изучение отдельных участков недр с целью привлечения инвестиций для этих целей, однако в лицензиях должны быть предусмотрены условия использования получаемых геологических результатов, экономически выгодные для государства, которые должны быть под строгим контролем государственных органов, предоставивших эти лицензии. Такими условиями могут быть: государственная собственность на получаемую геологическую информацию и приоритет отечественных недропользователей при эксплуатации открываемых новых месторождений полезных ископаемых. Иностранные фирмы и компании могут отказаться от получения лицензий на этих условиях – это их право, однако это одна из возможных организационных мер, которая может обеспечить исключение негативных последствий от участия иностранных недропользователей в геологическом изучении недр на территории Российской Федерации.

Подводя итоги рассмотрения проблемы последствий для геологической отрасли от вступления России во Всемирную торговую организацию (ВТО), можно констатировать, что имеются как положительные, так и отрицательные проявления данных последствий при геологическом изучении недр Российской Федерации. Эти последствия необходимо учитывать и принимать организационные и методические меры по их использованию или исключению во избежание значительных убытков для страны. Ряд таких мер приведен по ходу изложения текста статьи. Основным выводом, который можно сделать из рассмотрения данной проблемы является – необходимость представления на международный рынок товаров и услуг, а также объектов интеллектуальной собственности, которыми обладает геологическая отрасль России. Для этого необходимо, прежде всего, изучить нормы и правила торговли данными видами продукции, предусмотренные генеральными соглашениями ГАТТ/ВТО, а также осуществить учет всех видов продукции, имеющихся в хозяйствующих субъектах отрасли. Но, поскольку существует достаточно жесткая конкуренция на международном рынке, то надо уметь показать качество данной продукции, которое будет привлекательным для потребителей. Этому может способствовать развитие нормативно-правовой базы по стандартизации и сертификации продукции отечественной геологической отрасли. Без развития данного направления на успех в торговле отечественной геологической продукцией на международном рынке рассчитывать не приходится.

Следует еще раз подчеркнуть важность представления на международный рынок объектов интеллектуальной собственности (ОИС), права на которые являются весьма ходовым товаром, нормы и правила торговли которым регулируются специальным соглашением ВТО под кодовым названием ТРИПС [11]. Национальные компании зарубежных стран за счет торговли правами на ОИС имеют многомиллионные доходы. Отечественные хозяйствующие организации могут также с успехом реализовать этот неиспользованный сектор рынка, поскольку имеют достаточный объем результатов интеллектуальной деятельности, представляющей интерес для зарубежных представителей.

Вышеизложенное раскрывает, безусловно, не все виды последствий для геологической отрасли от вступления России в ВТО, однако преследует цель напомнить о необходимости их изучения и учета при государственном управлении и хозяйственной деятельности в области

геологического изучения участков недр Российской Федерации.

Нормы и правила генеральных соглашений ГАТТ/ВТО, ратифицированных Государственной Думой Российской Федерации, требуют проводить геологическое изучение недр территории России с учетом этих требований или искать компромиссы и оформлять их с учетом правил ВТО.

Литература

1. Всемирная торговая организация (ВТО); краткая справка. http://www.wto.ru.

2.ВТО подкрался незаметно. Ловушка захлопнулась. Часть 2-я. http://rurik-l.livejournal.com/239408.html.

3. Гражданский кодекс Российской Федерации, четвертая часть. – М., изд. "Омега-Л", 2007, 213 с.

4. Закон Российской Федерации "О недрах" от 21.02.1992 № 2395-1 с изменениями и дополнениями, внесенными последующими федеральными законами.

5. Зайченко В.Ю. Интеллектуальная собственность и Всемирная торговая организация. // Вестник Российской академии естественных наук, 2003, том 3, № 4, с.35-39.

6. Зайченко В.Ю. Интеллектуальная собственность и недропользование. М., ООО "Геоинформмарк", 2004, 315 с.

7. Зайченко В.Ю. Определение и оценка негативных явлений, которые могут появиться в геологической отрасли после вступления России в ВТО // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, 2011, № 8, с. 45-49.

8. Зайченко В.Ю. Товары геологической отрасли и их функционирование в едином экономическом пространстве государств – членов Таможенного союза Республики Беларусь, Республики Казахстан и Российской Федерации. // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, 2012, № 4, с. 40-43.

9. Зайченко В.Ю. Услуги геологической отрасли и их реализация в условиях единого экономического пространства государств – членов Таможенного союза Белоруссии, Казахстана и России. //Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом, 2012, № 6, с. 45-47.

10. Козловский Е.А. Россия в ВТО и последствия для ее минерально-сырьевого комплекса. // Промышленные ведомости, № 5-6, июнь 2012.

11. Соглашение по торговым аспектам прав интеллектуальной собственности (ТРИПС). http://www.opec.ru.

12. Условия и риски присоединения России к Всемирной Торговой Организации (ВТО). http://www.kurginyan.ru/.

Подробнее об авторе



Зайченко
Владислав Юрьевич
д.г.-м.н.

Главный научный сотрудник
ФГУП ГНЦ ВНИИГеосистем

ЧЕТКОСТЬ

КОМПАНИЯ INOVA ЯВЛЯЕТСЯ МИРОВЫМ ЛИДЕРОМ В ОБЛАСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОЛНОФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ШИРОКОПОЛОСНОЙ НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ.

Мы, компания INOVA, убеждены в том, что каждый этап открытия природных ресурсов должен проводиться с одинаковой тщательностью и точностью. Поэтому мы стремимся предлагать наиболее универсальный набор широкополосных продуктов и технологий из имеющихся на рынке в настоящее время.

Наши датчики, системы и источники возбуждения отлично взаимодействуют друг с другом, обеспечивая сбор широкополосных данных высочайшего качества, что дает возможность нашим клиентам максимально эффективно проводить процесс обработки, отображения и интерпретации данных.

Являясь мировым лидером в области полнофункционального высоко- и низкочастотного оборудования, компания INOVA обеспечивает получение достоверных результатов надлежащего качества ведущими геофизическими подрядчиками и компаниями, занимающимися разведкой и добычей.






INOVA

ВМЕСТЕ МЫ РЕШИМ ЛЮБУЮ ЗАДАЧУ!

inovageo.com/rn/broadband

Жизнь связала с сейсморазведкой?



Рекомендуем: новейшая беспроводная телеметрическая система **Sercel UNITE**



GEOSEIS

Предоставление в аренду полного спектра телеметрического оборудования Sercel 408/428; бескабельной системы UNITE. Техподдержка, сервис и обслуживание геофизического оборудования. Производство импульсных источников «Геотон»

Холдинг «ГЕОСЕЙС»
Контактная информация:
Тел. (Москва):
+7 (495) 694-19-07
+7 (495) 694-19-97
Тел. (Тюмень):
+7 (3452) 48-33-72

Электронная почта:
geoton@geoton.ru
geoseis-servis@yandex.ru
geoseisltd@gmail.com
http:
www.geoseisholding.ru
www.geoton.ru