

# **ФИЗИКО - ХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД ДЕТЕКТИРОВАНИЯ ИНФРАЗВУКОВЫХ ШУМОВЫХ ПОЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ДЛЯ МОРСКИХ И НАЗЕМНЫХ ТРУДНОДОСТУПНЫХ РАЙОНОВ РОССИИ.**

**Институт физической химии и электрохимии им. А.Н.Фrumкина  
Российской академии наук.**

**Ю.В. Сиротинский, Б.М. Графов, А.Ю. Цивадзе**

В настоящей статье рассмотрен физико-химический метод детектирования инфразвуковых шумовых полей нефтегазовых залежей (ДШП-метод) [1], созданию которого способствовал большой опыт, накопленный в ИФХЭ РАН в ходе фундаментальных исследований электрохимических шумов. В основе ДШП-метода лежит принцип извлечения полезной информации из случайных временных рядов [2]. ДШП-метод представляет собой инновационный метод, предназначенный для проведения сервисных работ по поиску и разведке нефтегазовых залежей (НГЗ) в сложнейших прибрежных районах, транзитных зонах, а также на шельфе арктических и дальневосточных морей. Сущность ДШП-метода состоит в том, что производится регистрация микросейсмических шумов окружающей среды, в которых посредством спектральной обработки выделяются инфразвуковые шумовые излучения НГЗ, обусловленные физико-химическими процессами перехода флюида в поре (каверне, трещине) из жидкого состояния в газообразное и обратно.

Ключевые слова: шумовая сейсморазведка на нефть и газ, нефтегазовые случайные микросейсмы, инфразвуковой диапазон частот, технология АНЧАР, естественный микросейсмический шум, труднодоступные районы.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Нефть и газ занимают ведущее место в топливном балансе и составляют основу современного технического прогресса. В настоящее время не существует альтернативного источника энергии, который мог бы в ближайшие десятилетия конкурировать с углеводородами по доступности, обилию, эффективности и безопасности. Устойчивый рост разведанных запасов нефти и газа является одним из главных стратегических факторов обеспечения энергетической безопасности страны.

На период до 2020 г. основными территориями проведения геологоразведочных работ, способными обеспечить восполнение минерально-сырьевой базы России, станут

малоизученные труднодоступные районы Восточно-Сибирской тайги, а также районы шельфа арктических и дальневосточных морей.

Современная геофизическая разведка отводит особое место работам, направленным на существенное повышение "коэффициента успешности" при проведении разведочных работ на нефть и газ, интенсификацию освоения морского шельфа, акваторий и транзитных зон и снижение техногенной нагрузки на окружающую среду.

В настоящее время как в России, так и за рубежом доминирующим геофизическим методом поисков и разведки нефти и газа остаётся сейсморазведка, которая, используя искусственное излучение (накачку энергии в геосреду) и регистрацию отражённых, преломлённых и рассеянных волн, определяет и картирует структуру глубинного строения среды, а также ожидаемые ловушки, в которых **может** находиться залежь углеводородов [3].

Несмотря на внедрение в сейсморазведке новых модификаций, включающих трёхмерное моделирование, «коэффициент успешности» при бурении поисковых скважин по-прежнему не превышает 0,5. При этом затраты на поисковые работы становятся сравнимыми с затратами на бурение скважин. Сейсморазведочные работы оказывают также значительное техногенное воздействие на окружающую среду, что существенно ухудшает экологическую обстановку в районе проведения работ.

Настоящая статья имеет своей целью дать корректное описание шумового подхода к поиску НГЗ. Статья состоит из двух разделов и заключения. Первый раздел связан с применением технологии АНЧАР. Второй раздел описывает **ДШП-метод** и перспективу создания на его основе шумовой технологии поиска НГЗ для эффективного использования в труднодоступных малоизученных, а также арктических районах России. Завершает статью заключение.

## **ОПИСАНИЕ ШУМОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ АНЧАР**

В конце 90-х годов 20 века появился и стал успешно развиваться новый «прямой» метод поиска и разведки нефтегазовых залежей (НГЗ) – метод акустической низкочастотной разведки АНЧАР, который характеризуется существенным повышением «коэффициента успешности» до значений 0,8 – 0,85, а также высокой экспрессностью и значительным снижением техногенного воздействия на окружающую среду [4].

Экспериментальные лабораторные исследования акустических сигналов, возникающих в образцах горных пород, насыщенных нефтью, водой или газом, проведённые на специально созданных установках, моделирующих пластовые термодинамические условия,

выявили неизвестные ранее особенности поведения волновых и импульсных процессов в насыщенных пористых и трещиноватых геологических средах [5]. Приведенные факторы позволяют уверенно говорить о том, что в нефтегазовой залежи перманентно происходят волновые процессы в широкой полосе частот [6].

Многочисленные экспериментальные и опытно-промышленные работы позволили сформулировать феномен эффекта АНЧАР: **при возбуждении внешним искусственным или естественным полем упругих колебаний залежь углеводородов переходит в режим излучения собственных инфразвуковых волн - нефтегазовых микросейсм** [7].

Проведённые наблюдения в условиях глубоких скважин, пробуренных в нефтенасыщенных и водонасыщенных частях пласта, показывают, что при облучении их акустическим полем происходит изменение интенсивности и спектрального состава в регистрируемом сигнале [8].

Принципиальным отличием от традиционной сейсморазведки является то, что технология АНЧАР определяет не структуру глубинного строения геосреды, а наличие или отсутствие излучения углеводородов на исследуемой площади.

На этапах становления технологии АНЧАР формировалась идеология представления о НГЗ как об упругой системе, которая под влиянием как естественных (поверхностные волны, тектонические процессы, микроземлетрясения), так и искусственных (например, сейсмодвижатели) воздействий излучает собственные шумовые инфразвуковые волны.

НГЗ находится в состоянии активного взаимодействия с окружающей геосредой и может как поглощать, так и излучать энергию воздействующих на неё полей.

Был сформулирован феномен метода АНЧАР, в соответствии с которым НГЗ является локальной неоднородностью в геосреде, представляющей собой порово-каверново-трещиноватую породу-коллектор, заполненную жидким или газообразным углеводородом. Эта система находится в динамическом равновесии, которое характеризуется накоплением и хаотическим во времени сбросом накопившейся энергии. При сбросе накопившейся энергии происходит излучение микросейсмических колебаний, называемых нами *нефтегазовыми микросейсмами*.

Все эксперименты по использованию технологии АНЧАР в реальных полевых условиях осуществлялись в режиме искусственной «накачки» геосреды.

Спектр микросейсмических сигналов, излучаемых НГЗ, представляет собой узкополосный шум в виде колоколообразной аномалии, а положение частотного максимума характеризует вид флюида (нефть или газ).

Указанные аномалии наблюдались при различных литологических неоднородностях верхних горизонтов осадочного чехла, перекрывающих залежи УВ, при расположении залежи в карбонатных или терригенных нефтегазонасыщенных пластах различной толщины (минимальные толщины - первые метры, максимальные - более 1000 м) и на различных глубинах залегания нефтегазовых скоплений (от 0,7 до 6,5 км).

Программно-аппаратурный измерительный комплекс регулярно подвергается метрологической аттестации по линии ГОССТАНДАРТА по «Методике калибровки МК 09-15-2013», утверждённой Главным метрологом ФГУП ВНИИФТРИ, с выдачей Сертификата о калибровке.

### **ОПИСАНИЕ ДШП-МЕТОДА**

В настоящее время около 40% территории России находится в малоизученных труднодоступных районах, в которых применение сейсморазведки и технологии АНЧАР при поисково-разведочных работах на нефть и газ весьма затруднено. Возникла острая необходимость разработки новых перспективных методов поисково-разведочных работ.

Это способствовало интенсификации работ в ИФХЭ РАН по созданию **ДШП – метода**, в котором исключается использование сейсмовибратора, а функции «накачки» механической энергии выполняет естественный микросейсмический шум, распространяющийся в геосреде, т.е. регистрируется «шум в шуме». При этом прогноз залежей углеводородов осуществляется в режиме мониторинга исследуемой площади.

Одной из основных гипотез, описывающих эффект **ДШП – метода**, является существование в залежи углеводородов локализованных областей, находящихся в метастабильном состоянии. При этом происходит спонтанное излучение, которое формирует дополнительный поток энергии в инфразвуковом диапазоне частот к естественному фоновому потоку. Этот дополнительный поток и является одним из проявлений эффекта **ДШП – метода**.

**Весьма важным научным фактором является то, что в технологии АНЧАР регистрируются нестационарные проявления шума НГЗ, а в ДШП-методе регистрируются стационарные ( неискажённые воздействием сейсмовибратора) проявления НГЗ.**

К настоящему времени сформулирована концепция **ДШП – метода**:

**Модель Геологической Среды**, в которой распространяются шумовые инфразвуковые микросейсмические колебания, можно представить как упругую систему, которая описывается дифференциальными уравнениями второго порядка. Эта система обладает упругостью, имеет эквивалентную массу, участвующую в переносе механической колебательной энергии и соответствующую диссипацию этой энергии.

**Модель Нефтегазовой Залежи** можно представить как локальную неоднородность в геологической среде в виде глубинного источника собственных шумовых инфразвуковых микросейсмических колебаний, который математически можно описать излучающим мультиполем. Для описания таких систем в основном используются следующие мультипольные источники:

- монопольные (изменение объёма, сжатие), имеющие сферическую диаграмму направленности;
- дипольные (перемещение, ускорение), имеющие косинусоидальную диаграмму направленности;
- квадрупольные (деформация, вращение), связанные с деформацией без изменения общего объёма.

Совокупность уравнений, описывающих **Геологическую Среду** и **Нефтегазовую Залежь**, в полной мере характеризуют принципиальные положения **ДШП – метода**.

При анализе шумовых полей в **ДШП – методе** используется хорошо развитый аппарат математической статистики и теории вероятности, описывающий случайные процессы, что позволило существенно повысить вероятность прогноза НГЗ.

Представление НГЗ в качестве очага микроземлетрясения позволяет при описании **ДШП-метода** использовать основные положения теории предсказания землетрясения [9].

Шумовые колебания, регистрируемые **ДШП – методом** на земной поверхности, составляют величины в доли нанометров.

В **ДШП - методе** устранены следующие недостатки технологии АНЧАР:

- ограниченность размеров района синхронной записи ввиду наличия магистральных кабелей, соединяющих каждый сейсмомодуль с пунктом регистрации;
- невозможность проведения работ в труднодоступных условиях;
- шумовой сигнал от НГЗ искажён влиянием излучателя;
- наличие экологической нагрузки на окружающую среду.

**Основой ДШП – метода является:**

- программно-аппаратурный измерительный комплекс (ПАК), составными элементами которого является совокупность нескольких уникальных малогабаритных трёхкомпонентных инфразвуковых измерительных сейсмомодулей, используемых при

проведении полевых работ. Каждый измерительный сейсмомодуль представляет собой автономное регистрирующее программируемое устройство с контроллером управления, фильтрацией шумов, системой команд и памятью, способное проводить измерения по заранее заданной оператором программе без участия внешнего управления;

-регистрация нефтегазовых микросейсм, излучаемых НГЗ, с помощью расположенных на земной поверхности трёхкомпонентных сейсмомодулей, позволяет классифицировать их и выделять на фоне проходящих микросейсмических волн, которые характеризуются как помехи. При этом каждая из компонент характеризует сугубо специфические особенности излучающего пространства, что позволяет существенно повысить вероятность определения наличия НГЗ на исследуемой площади.

- комплекс аппаратуры для проведения камеральной обработки зарегистрированных сигналов оснащённый алгоритмами, описывающими случайные процессы, которые обеспечивают необходимую вероятность прогноза НГЗ, алгоритмами стохастической обработки многоточечных шумовых микросейсмических сигналов, программами извлечения сигналов от НГЗ из шумовых хаотических сигналов, аппаратом математической статистики и теории вероятности. В конечном счёте, камеральная обработка завершается построением карт энергетической активности залежи углеводородов, расположенной на исследуемой площади и рекомендацией мест расположения скважин, намеченных для последующего бурения.

#### Отличительные особенности ДШП – метода:

1. «Коэффициент успешности» прогнозирования при последующем бурении имеет значение не ниже 0,8.
2. Информационным сигналом является микросейсмический шум, распространяющийся в геологической среде.
3. Объектом разведки является не структура геологического разреза и не особенности его литологии, а собственно углеводороды, заключённые в матрицу коллектора.
4. Нефтегазовая залежь рассматривается как глубинный источник излучения собственных шумовых инфразвуковых волн - **нефтегазовых микросейсм**.
5. Частотный диапазон излучения НГЗ лежит в инфразвуковой области (1 -5 Гц) и слабо зависит от пластовых давлений.
6. В ДШП – методе нефтегазовая залежь характеризуется как очаг микроземлетрясения, .

7. В **ДШП – методе** используются специально разработанные трёхкомпонентные телеметрические инфразвуковые измерительные сейсмомодули на базе трёх ортогонально расположенных первичных датчиков, преобразующих микросейсмические инфразвуковые колебания в электрический сигнал.

8. В **ДШП – методе** используется специально разработанный пакет программ камеральной обработки и анализа инфразвуковых шумовых электрических сигналов

9. **Экономические преимущества:** после бурении скважин по данным сейсморазведки, как правило, **каждая вторая пробуренная скважина – непродуктивная** («коэффициент успешности» менее 0,5), а после бурения скважин по данным **ДШП – метода** только **каждая пятая пробуренная скважина - непродуктивная** («коэффициент успешности» не менее 0,8).

На Фиг. 1 приведен программно-аппаратурный измерительный комплекс ДШП-метода.

На Фиг. 2 приведена блок – схема программно-аппаратурного измерительного комплекса.

При использовании **ДШП – метода** регистрация шумовых сигналов, излучаемых НГЗ, производится в режиме длительного, не менее одного часа, синхронного «прослушивания» глубинных зон геосреды и выделения в ней посредством специальной программы микросейсмических колебаний, обусловленных излучением нефтегазовой залежью. Этот метод базируется на режиме мониторинга исследуемых объектов.

Для использования в этом варианте разработан специальный режим включения измерительных сейсмомодулей – «отложенный старт».

Использование **ДШП – метода**, имеющего повышенные технико-экономические и экологические характеристики для обнаружения залежей углеводородов в Арктической зоне РФ, является важнейшей фундаментальной задачей, направленной на решение поставленных перед геологоразведкой проблем.

На Фиг. 3 приведена схема проведения наземных работ по **ДШП-методу**.

Преимущества **ДШП – метода:**

- широкий охват исследуемой площади при проведении синхронных записей;
- практически неограниченное количество одновременно устанавливаемых сейсмомодулей ввиду отсутствия магистральных кабелей;

- регистрируемый шумовой сигнал от НГЗ не искажается ввиду отсутствия сейсмовибратора;
- полная автономность при проведении полевых работ и практически полное отсутствие экологической нагрузки на окружающую среду.

**ДШП - метод** может быть эффективно использован как в наземных, так и в морских условиях.

Конструкция морского донного варианта сейсмомодуля существенно отличается от конструкции наземного варианта. Это обусловлено следующими факторами:

- наружный защитный корпус должен обеспечить герметичность внутренней полости от давления водной среды в несколько десятков атмосфер.
- донная станция в укомплектованном виде должна обеспечить в морской воде отрицательную плавучесть не менее -15 кГ.
- вертикальность ориентации блока первичных преобразователей не должна зависеть от наклона донной станции при расположении её на грунте.

Внутри металлического скафандра смонтирован специальный карданный подвес, в котором крепится блок первичных датчиков. Карданный подвес обеспечивает вертикальность ориентации первичных датчиков независимо от угла наклона скафандра.

Состав аппаратуры, располагаемой во внутренней части донного корпуса, аналогичен составу аппаратуры, располагаемой внутри корпуса, используемого для наземного варианта сейсмомодуля.

#### **Опыт применения ДШП – метода**

На Фиг. 4 приведен результат прогноза **ДШП – методом** на одной из эталонных площадей. На этой площади по прогнозам сейсморазведки было подготовлено к бурению 4 скважины: №№ 121, 115, 116 и 111. Прогноз **ДШП – методом** был начат, когда скважина № 121 на этой площади уже была пробурена и являлась «первооткрывательницей», остальные скважины подготавливались к бурению. Проведенный прогноз **ДШП – методом** показал следующее: скважина № 121 подтвердила продуктивность, скважина № 115 должна быть продуктивной; скважины №№ 116 и 111 должны быть непродуктивными

Результаты прогноза, полученные по **ДШП – методу**, приведенные на прилагаемых спектральных кривых, показали: прогноз по скважине № 115 впоследствии подтвердил данные сейсморазведки – **продуктивность**; а последующее бурение скважин №№ 116 и 111 не подтвердили данные сейсморазведки – **оказались непродуктивные**. Таким образом, прогноз по **ДШП – методу** составил 100%, а по данным сейсморазведки составил 25%.



## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ.**

1. Сформулирована концепция **ДШП – метода** (детектирование случайных микросейсмических полей, источником которых являются физико-химические процессы, протекающие в объеме нефтегазовой залежи).

2. Разработаны и изготавливаются автономные векторные инфразвуковые трёхкомпонентные программно-аппаратурные комплексы, которые в совокупности с базовым пунктом регистрации на основе полевого миникомпьютера типа Notebook с набором специализированных программ осуществляют длительную запись в режиме мониторинга, анализ и экспресс - обработку полученных данных

3. Разработан и создан комплекс оригинальных специализированных программ обработки и анализа микросейсмических инфразвуковых шумовых сигналов, использующий современные статистические методы цифровой обработки шумового сигнала..

4. Произведена оценка возможности осуществлять регистрацию нефтегазовых микросейсм, излучаемых НГЗ, с помощью трёхкомпонентных сейсмомодулей, которая позволяет классифицировать их и выделять на фоне проходящих микросейсмических волн, характеризующихся как помехи с высокой прогностической эффективностью геологоразведочных работ (коэффициент «успешности» 0,8- 0,85).

5. На эталонной площади получены обнадеживающие результаты по применению ДШП-метода.

6. Применение **ДШП – метода** в труднодоступных районах и сложных условиях позволит значительно повысить эффективность поиска и разведки, а также ускорить открытие и освоение новых как наземных, так и морских месторождений нефти и газа.

7. Наша ближайшая задача: - на базе **ДШП – метода** осуществить создание **ДШП-технологии**.

Мы открыты для сотрудничества и надеемся, что наш метод окажется востребованным нефтегазовой отраслью России. Эта надежда обусловлена неизбежным предстоящим выходом геологоразведки в труднодоступные перспективные районы, а также необходимостью повышения оперативности, экологической безопасности и экономической эффективности проведения геологоразведочных работ.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Цивадзе А.Ю., Перспективный метод поиска нефтегазовых залежей. //Вестник РАН. 2014. том 84, № 3. С. 249 – 252.
2. Тимашев С.Ф. Фликкер – шумовая спектроскопия. Москва, Физматлит, 2007. С 22 – 29.
3. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка, Тверь АИС, 2006. С 19 – 22.
4. Технологии сейсморазведки, № 1, 2010. С 93.
5. Дыбленко В.П. Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудно извлекаемыми запасами: М., ОАО ВНИИОЭНГ, 2008. С. 85.
6. Кузнецов О.Л. и др. Сейсмоакустика пористых и трещиноватых сред, М., ВНИИгеоинформсистем, 2004. Т.11, с 353-360, т. 111, с 206-222.
7. Научное открытие № А-129
8. Дрягин В.В., Иголкина Г.В. Применение метода акустического воздействия для восстановления проницаемости насыщенности коллекторов: Материалы 1 Всероссийской геофизической конференции-ярмарки Техеозкогеофизика, 2002.
9. Т. Рикитаке. Предсказание землетрясений. Издательство «МИР». Москва 1979. С 283 – 345.

### **Подрисуночные подписи.**

Фиг. 1. Программно-аппаратурный измерительный комплекс ДШП-метода.

Фиг. 2. Блок – схема программно-аппаратурного измерительного комплекса.

Фиг. 3. Наземные работы по ДШП-методу. а) постановка сейсмомодулей; б) наземная регистрация.

Фиг. 4. Результат прогноза ДШП – методом на одной из эталонных площадей. **слева:** характеристика эталонной площади; **справа:** -спектры шумового излучения залежей.

### **Ключевые слова.**

Сейсморазведка; технология АНЧАР; ДШП-метод; «коэффициент успешности», нефтегазовая залежь (НГЗ); труднодоступные районы; залежь углеводородов; нефтегазовые микросейсмы; сейсмомодуль; естественный микросейсмический шум; инфразвуковой диапазон частот.

# PHYSICO-CHEMICAL METHOD OF DETECTION OF INFRASONIC NOISE FIELD OF OIL AND GAS DEPOSITS INCLUDING HARD TO REACH LITTLE STUDIED AREAS OF RUSSIA

Yu.V. Sirotinskiy, B.M. Grafov, A.Yu. Tsivadze.

Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry, Russian Academy of Sciences,  
Russia

This paper deals with the physico-chemical method of detection of infrasonic noise fields of oil and gas deposits (**NFD method**) [1] that was developed involving large experience accumulated in Frumkin Institute of Physical Chemistry and Electrochemistry, Russian Academy of Sciences (IPCE RAS), in the course of fundamental studies of electrochemical noise. The NFD method is based on the principle of extraction of useful information from random time series [2]. The NFD method represents an innovative method intended for carrying out services related to search and survey of oil and gas deposits (OGD) in the most challenging offshore areas, transition zones, and also the shelf of Arctic and Far East seas. The substance of the NFD method is that microseismic environmental noise is registered and subjected to spectral processing to extract infrasonic noise emission of OGDs caused by physico-chemical processes of fluid transition in a pore (cavity, crack) from liquid to gas and back.

Key words: noise seismic survey of oil and gas, random oil and gas microseismic noise, infrasound frequency range, ANCHAR process, natural microseismic noise, difficult access areas.

## INTRODUCTION

Oil and gas occupy the key position in the fuel balance and form the basis of the present-day technical progress. At present, there is no alternative power source that could compete with hydrocarbons in the coming decades as regards their accessibility, abundance, efficiency, and safety. Stable growth of positive oil and gas reserves is one of the most important strategic factors of providing the national security of energy supply.

In the period of up to 2020, the main zones of exploration works capable of providing rehabilitation of mineral resources of Russia will be poorly explored hard-to-reach areas of East Siberian taiga and also areas of shelves of Arctic and Far East seas.

Modern geophysical survey pays particular attention to works aimed at considerable enhancement of the "success rate" in appraisal survey of oil and gas, intensification of development

of sea shelf, offshore areas, and transition zones, and decrease in the technogenic burden on the environment.

At present, both in Russia and abroad, seismic exploration still remains the predominant geophysical method of oil and gas search and survey that uses artificial emission (energy pumping into the geoenvironment) and registration of reflected, refracted, and dissipated waves, determines and maps the structure of the deep structure of the medium, and also the expected traps, in which the hydrocarbon deposit **may** occur [3].

Despite implementation of new modification of seismic exploration including 3D modeling, the "success rate" in boring prospect wells does not as yet exceed 0.5. Herewith, the costs of prospecting work become comparable with costs of well boring. Seismic survey also imposes a considerable technogenic burden on the environment, which significantly impairs the ecological situation in the region of works.

The aim of this paper is to describe correctly the noise approach to OGD survey. The paper consists of two sections and conclusions. The first section is related to application of the ANCHAR technology. The second section describes the **NFD method** and prospects of development on its basis of a noise technology of OGD search for efficient application in difficult access little studied regions and also Arctic regions of Russia. The paper ends with conclusions.

## DESCRIPTION OF ANCHAR NOISE TECHNOLOGY

In the end of the nineties of the XX century, a new "direct" method of search and survey of oil and gas deposits (OGD) has appeared and started being successfully developed: the ANCHAR method of acoustic low-frequency survey that is characterized by a significant increase in the "success rate" to the values of 0.8–0.85 and also by a high speed and significant decrease in the technogenic burden on the environment [4].

Experimental laboratory studies of acoustic signals emitted in samples of oil-, water-, and gas-saturated rock formations carried out at specially developed setups modeling reservoir thermodynamic conditions elucidated the earlier unknown regularities of behavior of wave and pulse processes in saturated porous and fractured geoenvironment [5]. The above factors allow stating with confidence that wave processes in a wide frequency range occur permanently in an oil and gas deposit [6].

Repeated experimental and pilot tests allowed formulating the phenomenon of the ANCHAR effect: **when external artificial or natural field excites elastic oscillations, the**

**hydrocarbon deposit starts emitting characteristic infrasonic waves: hydrocarbon microseisms** [7].

The performed studies under the conditions of deep wells bored in oil-saturated and water-saturated croppings show that their irradiation by an acoustic field results in a change in intensity and spectral composition in the registered signal [8].

A fundamental difference from the conventional seismic exploration consists in the fact that the ANCHAR technology determines not the deep geoenvironment structure, but the presence or absence of emission of hydrocarbons in the studied area.

At the stages of development of the ANCHAR procedure, the vision of OGD as of an elastic system was formed that emitted characteristic infrasonic noise waves under both natural (surface waves, tectonic processes, microearthquakes) and artificial (e.g., seismic vibrators) exposure.

OGD is in the state of active interaction with its geoenvironment and can both absorb and emit the energy of fields to which it is exposed.

The phenomenon of the ANCHAR method was formulated according to which OGD was a local heterogeneity in the geoenvironment representing a pore-cavity-fracture collector formation filled by a liquid or gaseous hydrocarbon. This system was in dynamic equilibrium characterized by accumulation and chaotic discharge of accumulated energy. The discharge of accumulated energy resulted in emission of microseismic oscillations denoted as *hydrocarbon microseisms*.

All experiments applying the ANCHAR procedure afield were carried out in the artificial geoenvironment "pump" mode.

The spectrum of microseismic signals emitted by OGDs represents narrowband noise in the form of a bell-shaped anomaly and the position of the frequency maximum characterizes the fluid type (oil or gas).

The above anomalies were observed in different lithologic heterogeneities of upper horizon of the sedimentary sheath covering the hydrocarbon deposits when the deposits are located in carbonate or terrigenous oil and gas zones of different thickness (the minimum thickness is the first meters, the maximum thickness is above 1000 m) and at different hydrocarbon occurrence depth (0.7 to 6.5 km).

The hardware and software measurement system regularly undergoes metrological certification in GOSSTANDARD according to "Calibration Procedure MK 09-15-2013" approved by Head Metrologist of VNIIFTRI that issues the Calibration Certificate.

## DESCRIPTION OF NFD METHOD

At present, about 40% of the territory of Russia is in little studied hard-to-reach regions where application of seismic exploration and ANCHAR technology in oil and gas survey is very problematic. Pressing need has arisen for development of new promising exploration techniques.

This promoted intensification of works in IPCE RAS dedicated to development of the **NFD method**, in which application of a seismic vibrator is eliminated and the functions of mechanical energy "pumping" are carried out by the natural microseismic noise propagating in the geoenvironment, i.e., "noise in noise" is registered. Herewith, prediction of hydrocarbon deposits is performed in the form of the monitoring of the studied area.

One of the main hypotheses describing the effect of the **NFD method** is existence of localized metastable regions in the hydrocarbon deposit. Herewith, spontaneous emission occurs that forms an energy flow in the infrasonic frequency region in addition to the natural background flow. This additional flow is one of manifestations of the effect of the **NFD method**.

**A very important scientific consideration is the fact that nonsteady-state OGD manifestations are registered in the ANCHAR procedure, while the NFD method registers steady-state (undistorted by exposure to a seismic vibrator) OGD manifestations.**

At present, the following concept of the **NFD method** is formulated:

**The Geoenvironment Model**, in which noise infrasonic microseisms propagate, can be represented by an elastic system described by second-order differential equations. This system possesses elasticity, is characterized by an equivalent mass participating in transfer of mechanical vibrational energy and the corresponding dissipation of this energy.

**The model of a Hydrocarbon Deposit** can be presented as a local heterogeneity in the geoenvironment in the form of an abyssal source of characteristic noise infrasonic microseisms that can be mathematically described as an emitting multipole. The following multipolar sources are used for description of such systems:

- monopolar (variation of volume, contraction) with a spherical field pattern;
- dipolar (movement, acceleration) with a cosine field pattern;
- quarupolar (deformation, rotation) related to deformation with no total volume variation.

The set of equations describing the **Geoenvironment** and **Hydrocarbon Deposit** characterize to the full extent the fundamental provisions of the **NFD method**.

Analysis of noise fields in the **NFD method** involves the well developed apparatus of mathematical statistics and probability theory describing random processes, which allowed considerably enhancing the probability of OGD prediction.

Representation of OGD in the form of a microseismic focus allow using the framework of the earthquake prediction theory [9] in describing the **NFD method**.

Noise oscillations registered by the **NFD method** on the ground surface constitute the values of fractions of nm.

The **NFD method** eliminates the following faults of the ANCHAR procedure:

- limited size of the synchronous recording region due to the presence of main cables connecting each seismic module with the registration station;
- impossibility of operation under difficult-access conditions;
- the noise signal of OGD is distorted by the effect of the transmitter;
- the presence of environmental burden.

The **NFD method** is based on:

- a hardware and software measurement system (HSS) with such components as a set of unique small-scale three-component infrasonic measuring seismic modules used in field works. Each measuring seismic module represents an autonomous programmable recording device with a master controller, noise filtration, command system and memory, capable of carrying out measurements according to the program preset by the operator in the absence of external control;

- registration of hydrocarbon microseisms emitted by OGD using three-component seismic modules located on the ground surface allows classifying them and extracting them from the transmitted microseismic waves characterized as interference. Herewith, every component characterizes strictly specific regularities of the emitting space, which allows considerably enhancing the probability of determining the presence of OGD in the studied region.

- the equipment complex for the office processing of the registered signals equipped by algorithms describing random processes that provide the required probability of OGD prediction, algorithms of the stochastic processing of multipoint noise microseismic signals, software for extraction of OGD signals from chaotic noise signals, apparatus of mathematical statistics and probability theory. Ultimately, the office processing ends in the mapping of energy activity of the hydrocarbon deposit located in the studied area and recommendation for the location of wells intended for the further boring.



### Distinctive features of the **NFD method**:

1. The "success rate" of prediction in the further boring is at least 0.8.
2. The information signal is the microseismic noise propagating in the geoenvironment.
3. The exploration target is not the structure of the geological profile and not the regularities of its lithology, but the very hydrocarbons located in collector matrix.
4. The hydrocarbon deposit is considered as an abyssal source of emission of characteristic noise infrasonic waves: **hydrocarbon microseisms**.
5. The frequency range of OGD emission corresponds to the infrasonic region (1–5 Hz) and weakly depends on the rock pressure.
6. The hydrocarbon deposit is characterized in the **NFD method** as a microseismal focus.
7. The **NFD method** uses specially designed three–component telemetric infrasonic measurement seismic modules based on three orthogonally arranged primary sensors converting microseismic infrasonic vibrations to an electric signal.
8. The **NFD method** uses a specially developed software package for the office processing and analysis of infrasonic noise electric signals.
9. The **economic benefits** are that generally, **each second well** in well boring on the basis of seismic exploration data is **nonproductive** (the "success ratio" is less than 0.5) and only **each fifth bored well** after well boring on the basis of the NFD data is **nonproductive** (the "success ratio" is at least 0.8).

Fig. 1 shows the hardware and software measurement system of the **NFD method**.

Fig. 2 shows the flow chart of the hardware and software measurement complex.

When the **NFD method** is used, registration of noise signals emitted by OGD is carried out in the mode of long–term, at least 1 h, synchronous "monitoring" of abyssal zones of the geoenvironment and extraction of microseismic vibrations due to emission of the hydrocarbon deposit using specially designed software. This method is based on the mode of monitoring of the studied objects.

A special mode of power-up of measurement seismic modules, "deferred start" is developed for application in this variant.

Application of the **NFD method** with advanced performance and environmental characteristics for detection of hydrocarbon deposits in the arctic zone of the Russian Federation is a

fundamental task of primary importance aimed at solution of the problems to be solved by geologic exploration.

Fig. 3 shows the scheme of ground operations according to the **NFD method**.

Advantages of the **NFD method** are:

- broad coverage of the studied area in the course of synchronous recording;
- a practically unlimited amount of simultaneously established seismic modules due to the absence of main cables;
- the registered noise signal of OGDs is not distorted due to the absence of any seismic vibrator;
- full independence in field works and practical absence of environmental burden.

The **NFD method** can be efficiently used both under ground and marine conditions.

The design of marine bottom variant of a seismic module considerably differs from the design of the ground variant. This is due to the following factors:

- the outer protective case must provide leakproofness of the inner cavity from the water environment pressure of several atmospheres.
- a fully equipped bottom station must provide negative flotation in seawater of at least –15 kG.
- vertical orientation of the block of primary transducers must not depend on the incline of the bottom station when it is arranged on the footing.

A special stable gimbal on which the block of primary sensors is fixed is mounted inside the metallic leakproof case. The stable gimbal provides the vertical orientation of primary sensors irrespective of the slope of the case.

The hardware configuration arranged in the inner part of the bottom framework is similar to the hardware configuration arranged within the case used for the ground-mounted seismic modules.

### **Case History of NFD Method**

Fig. 4 shows the results of prediction using the **NFD method** in one of the reference areas. This area contained four wells prepared for boring according to the predictions of seismic exploration: nos. 121, 115, 116, and 111. Prediction by the **NFD method** was started when well no.

121 in this area had already been bored and was the "pioneer"; other wells were being prepared for boring. The performed prediction based on the **NFD method** showed the following: well no. 121 proved to be productive, well no. 115 was to be productive; wells nos. 116 and 111 were to be nonproductive.

The results of prediction obtained on the basis of the **NFD method** shown in the attached spectral curves showed that: prediction for well no. 115 later confirmed the data of seismic exploration: **productivity**; and the later boring of wells nos. 116 and 111 did not confirm the data of seismic exploration: **proved to be nonproductive**. Thus, prediction according to the **NFD method** was 100% and prediction according to the data of seismic exploration was 25 %.

## CONCLUSIONS

1. The concept of the **NFD method** is formulated (detection of random microseismic fields due to physico-chemical processes occurring within a hydrocarbon deposit).
2. Autonomous vector infrasonic three-component hardware and software complexes are developed and manufactured that perform together with the base registration station based on a field laptop-type minicomputer with a specialized software package long-term recording in the monitoring mode, analysis, and express processing of the obtained data.
3. A package of original specialized software is developed for processing and analysis of microseismic infrasonic noise signals using modern statistical methods of digital noise signal processing.
4. The possibility of registration of hydrocarbon microseisms emitted by OGDs using three-component seismic modules is estimated. Such registration allows classifying microseisms and extracting them from transmitted microseismic waves characterized both as interference with high prognostic efficiency of geologic exploration (the "success ratio" is 0.8–0.85).
5. Promising results of application of the **NFD method** are obtained in the reference area.
6. Application of the **NFD method** in hard-to-reach regions and under difficult conditions will allow considerably enhancing efficiency of search and survey and also accelerate discovery and development of new both ground and marine hydrocarbon deposits.
7. Our immediate objective is to develop the **NFD procedure** based on the **NFD method**.

We are open for cooperation and hope that our method will be claimed by the oil and gas industry of Russia. This hope is due to the inevitable forthcoming progression of geologic exploration to hard-to-reach promising regions and also the necessity of enhancement of performance, environmental safety, and economic efficiency of exploration prospecting works.

## REFERENCES

1. Tsivadze, A.Yu, *Herald Russ. Acad. Sci.*, 2014, vol. 84, no. 2, p. 142–145.
2. Timashev, S.F., *Flicker–shumovaya spektroskopiya* (Flicker Noise Spectroscopy), Moscow: Fizmatlit, 2007, pp. 22–29.
3. Boganik, G.N. and Gurvich, I.I., *Seismorazvedka* (Seismic Exploration), Tver: AIS, 2006, pp. 19–22.
4. *Tekhnologii seismorazvedki*, 2010, no. 1, p. 93.
5. Dyblenko, V.P., *Volnovye metody vozdeistviya na neftyanye plasty s trudno izvlekaemymi zapasami* (Waveform Techniques of Exposure of Scavenger Oil Reservoirs), Moscow: VNIIOENG OJSC, 2008, p. 85.
6. Kuznetsov, O.L. *et al.*, *Seismoakustika poristyykh i treshchinnovatykh sred* (Seismoacoustics of Porous and fractured Media), Moscow: VNIIGeoinformatsionnaya sistem, 2004, vol.11, pp. 353–360, vol. 111, pp. 206–222.
7. Scientific discovery no. A-129.
8. Dryagin, V.V. and Igolkina, G.V., *Application of the Method of Acoustic Exposure for Recovery of Permeability of Collector Saturation: Abstracts of 1<sup>st</sup> All-Russia Geophysical Market–Conference Tekhekogeofizika*, 2002.
9. Rikitake, R., *Earthquake Prediction*, Elsevier Scientific Publishing Company, 1976.

## FIGURE CAPTIONS

Fig. 1. Hardware and software measurement system of the **NFD method**.

Fig. 2. Flow chart of the hardware and software measurement system.

Fig. 3. Ground works based on the **NFD method**. (*a*) Installation of seismic modules; (*b*) ground registration.

Fig. 4. Results of prediction using the **NFD method** in one of the reference areas. **Left: Characteristics of the reference area; right: noise emission spectra of deposits.**

## Программно-аппаратурный измерительный комплекс



Сертификат калибровки



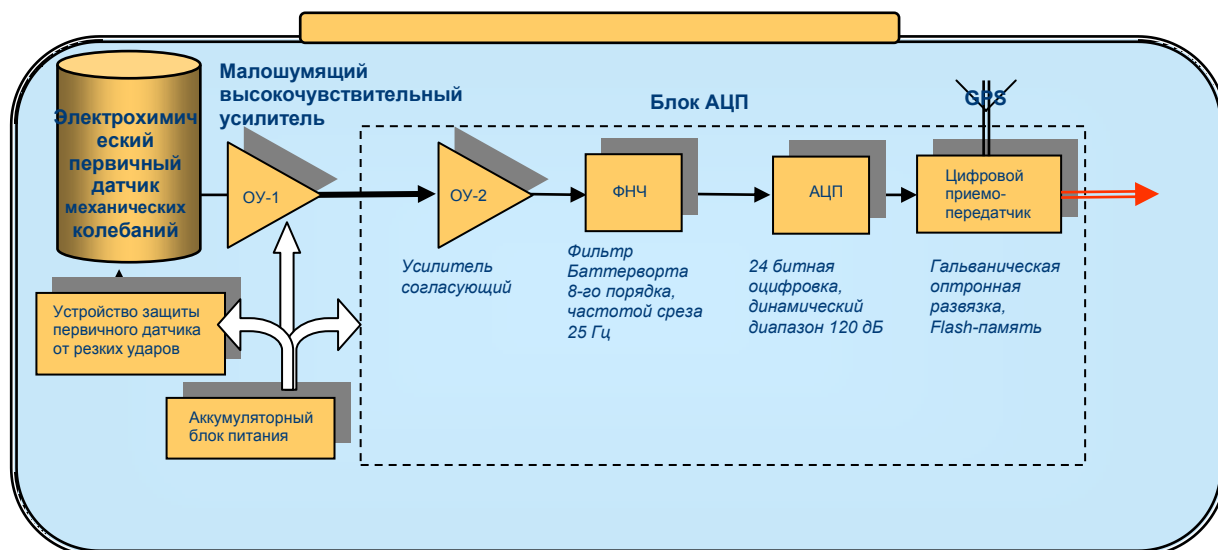
Наземный аппаратный комплекс



Морской аппаратный комплекс

4

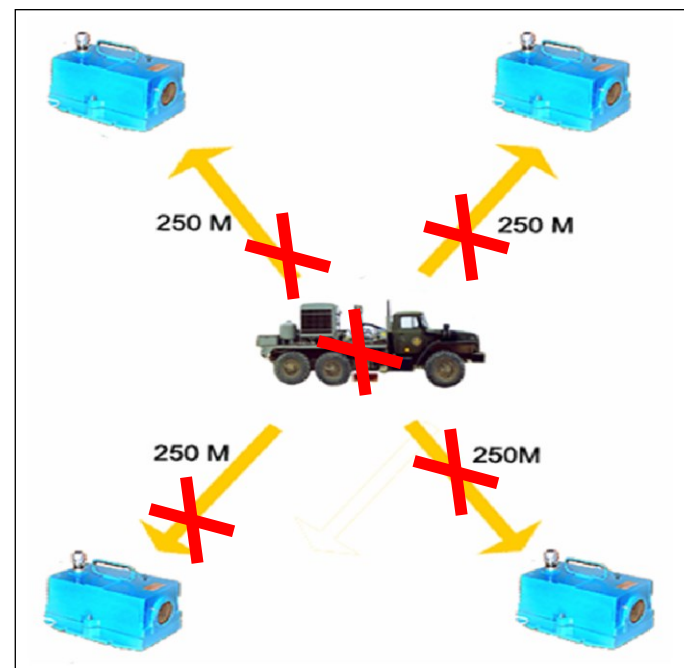
Фиг. 1. Программно-аппаратурный измерительный комплекс ДШП-метода



Фиг. 2 Блок – схема программно-аппаратурного измерительного комплекса ДШП-метода

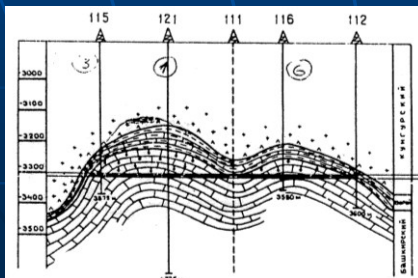
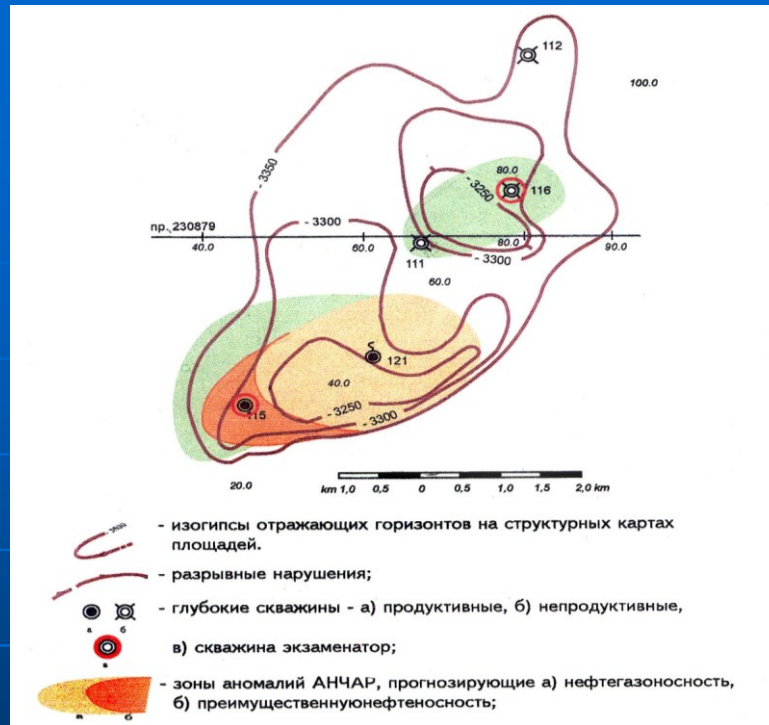


а) постановка сейсмомодулей;

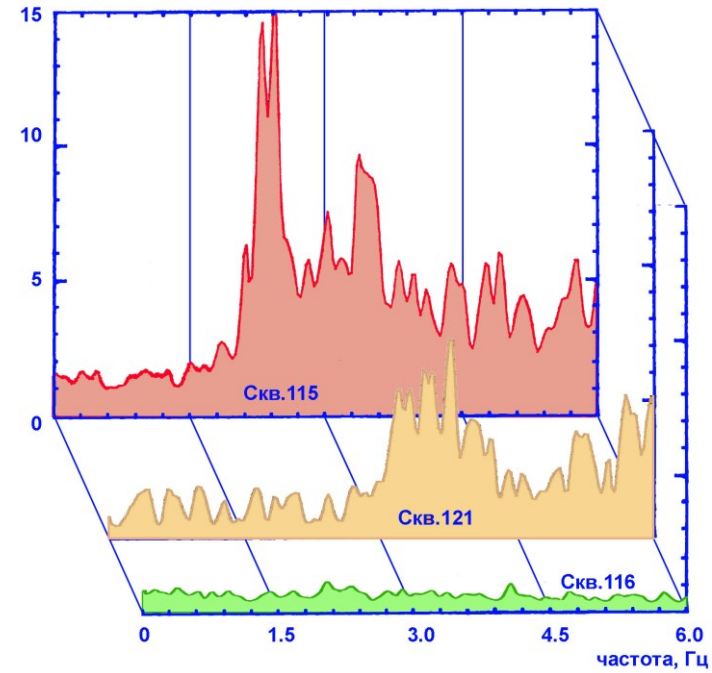


б) наземная регистрация.

Фиг. 3 Наземные работы по ДШП-методу.



Спектральная плотность,  
условные единицы

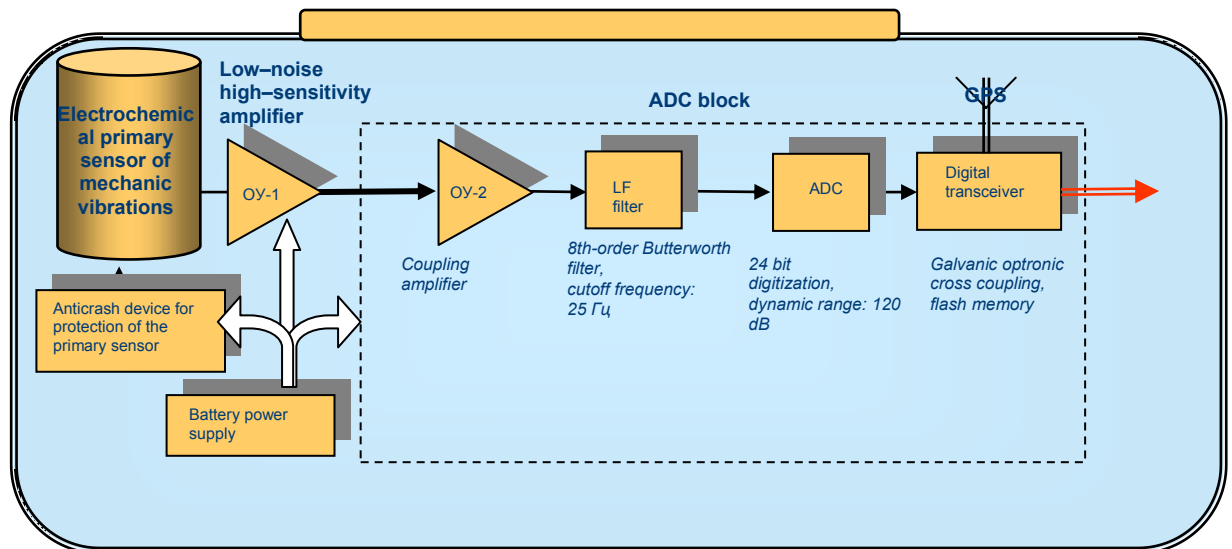


Фиг. 4. Вариант полевых работ по прогнозу нефтегазовых залежей ДШП – методом  
слева: характеристика эталонной площади; справа: – спектры шума залежей.





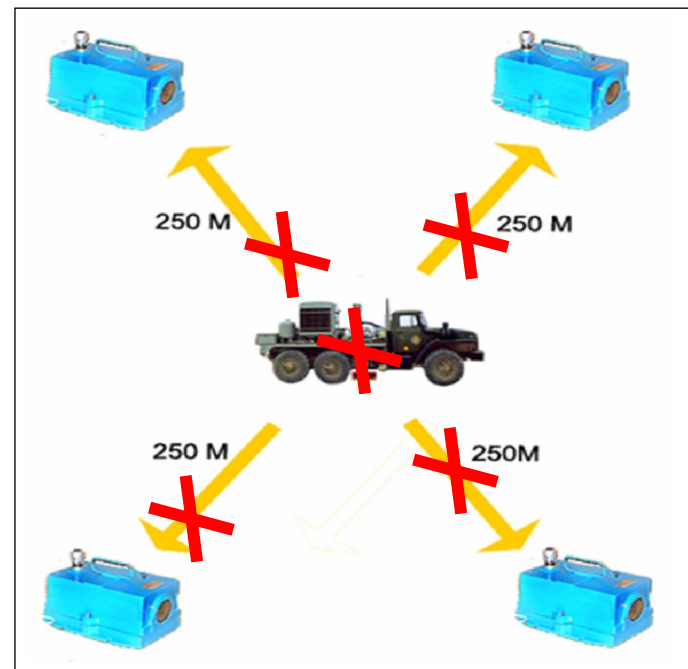
**Fig. 1. Hardware and software measurement system of the NFD method**



**Fig. 2. Flow chart of the hardware and software measurement system of the NFD method.**



**(a) Installation of seismic modules;**



**(b) ground registration.**

**Fig. 3. Ground works based on the NFD method.**

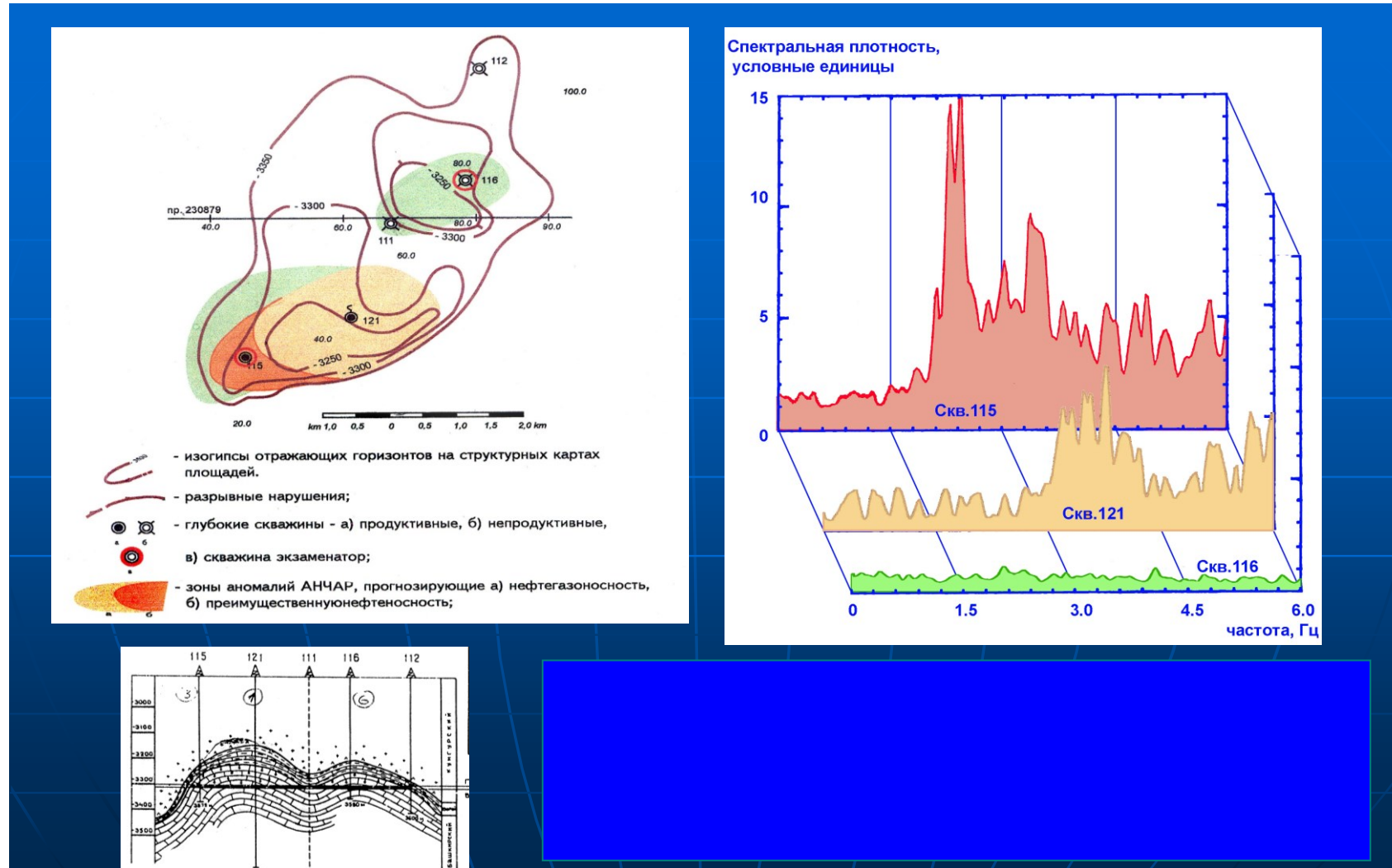


Fig. 4. Modification of field works on prediction of hydrocarbon deposits based on the NFD method

Left: Characteristics of the reference area; right: noise spectra of deposits.