

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).

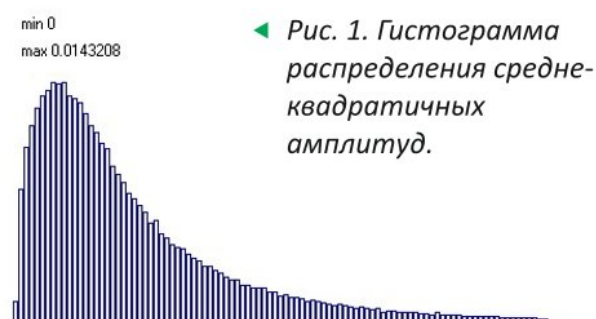
Это позволило нам предложить **метод попутного изучения микросейсм по материалам сейсморазведочных работ** [4], в котором используются участки сейсмограмм, свободные от записи полезных волн, т.е. получения информации об эмиссионных волнах без проведения специальных работ.

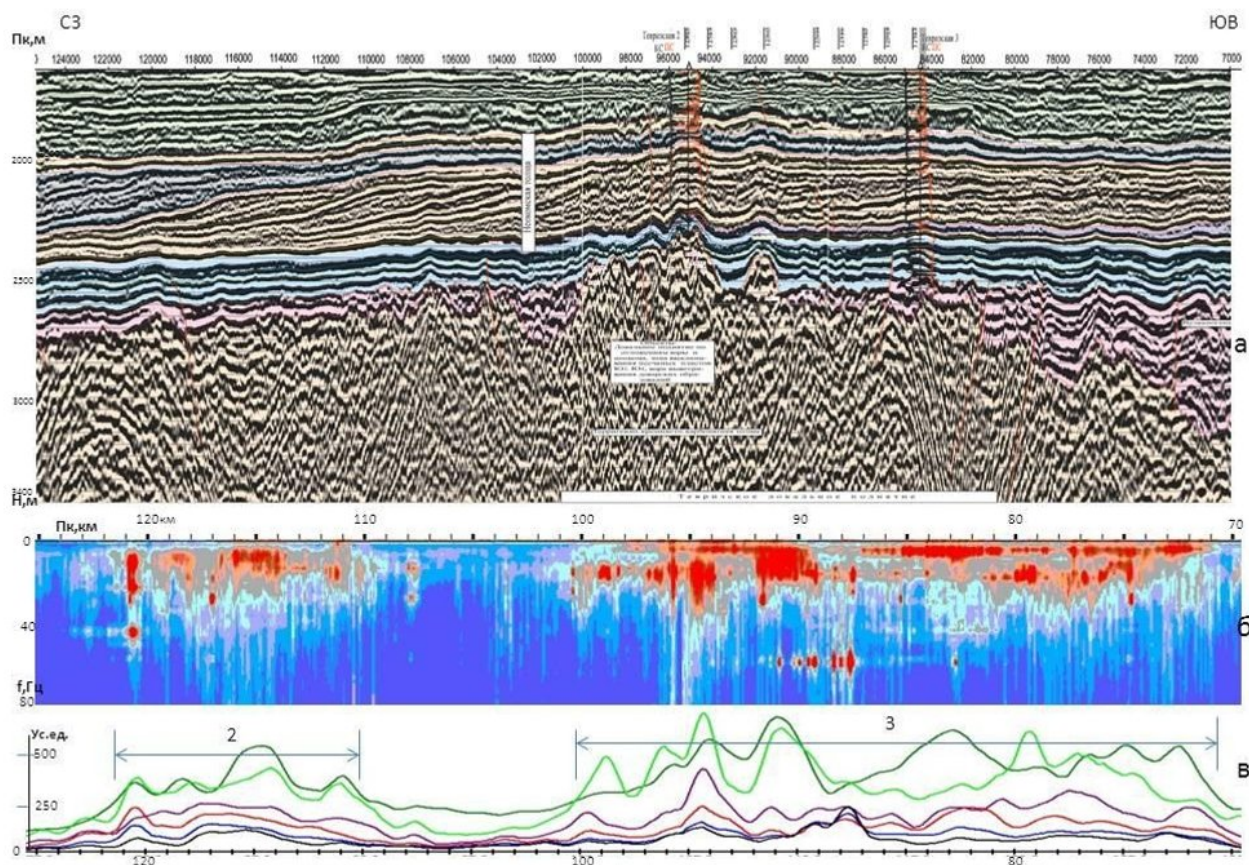
Этот метод является по сути одной из модификаций пассивной сейсморазведки, существенно расширяя ее возможности. Одним из достоинств его является то, что можно использовать как материалы новых (выполняемых) работ в комплексной интерпретации данных, **получая независимые дополнительные информативные параметры**, так и материалы ранее проведенных работ, используя фоновые 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. 2. Фрагмент глубинного разреза (а), амплитудно-частотный спектр (б) и графики интенсивности (в) по профилю Омск-4 в интервале 70 – 125 км.

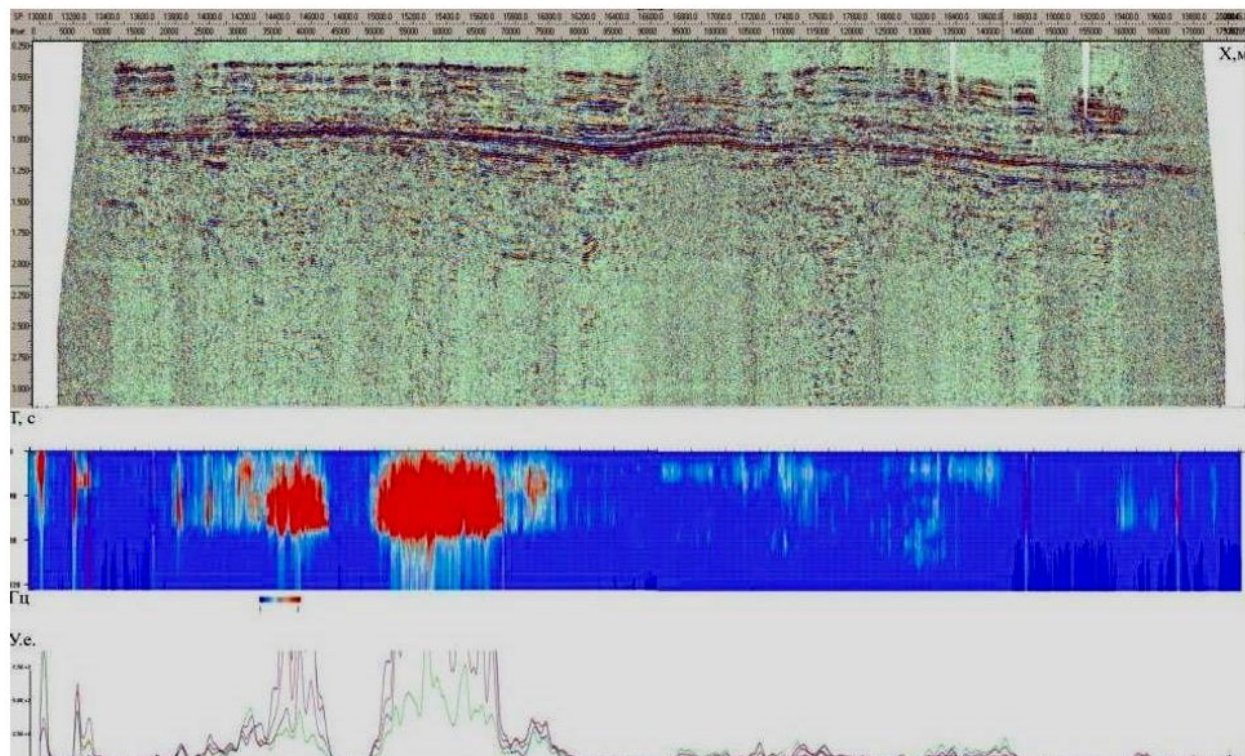
дополнительный анализ первичных сейсмограмм с целью определения природы помех и выбора дополнительных приемов по их ослаблению, в том числе принятия решения о непригодности материалов для анализа. Таким образом мы получаем независимую дополнительную информацию по характеристикам эмиссионных волн, которые 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 сеймостратиграфической интерпретации: седиментационные, амплитудно-литологические, тектонические и т.д. Как правило, это удастся, 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 ГРП.

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.).

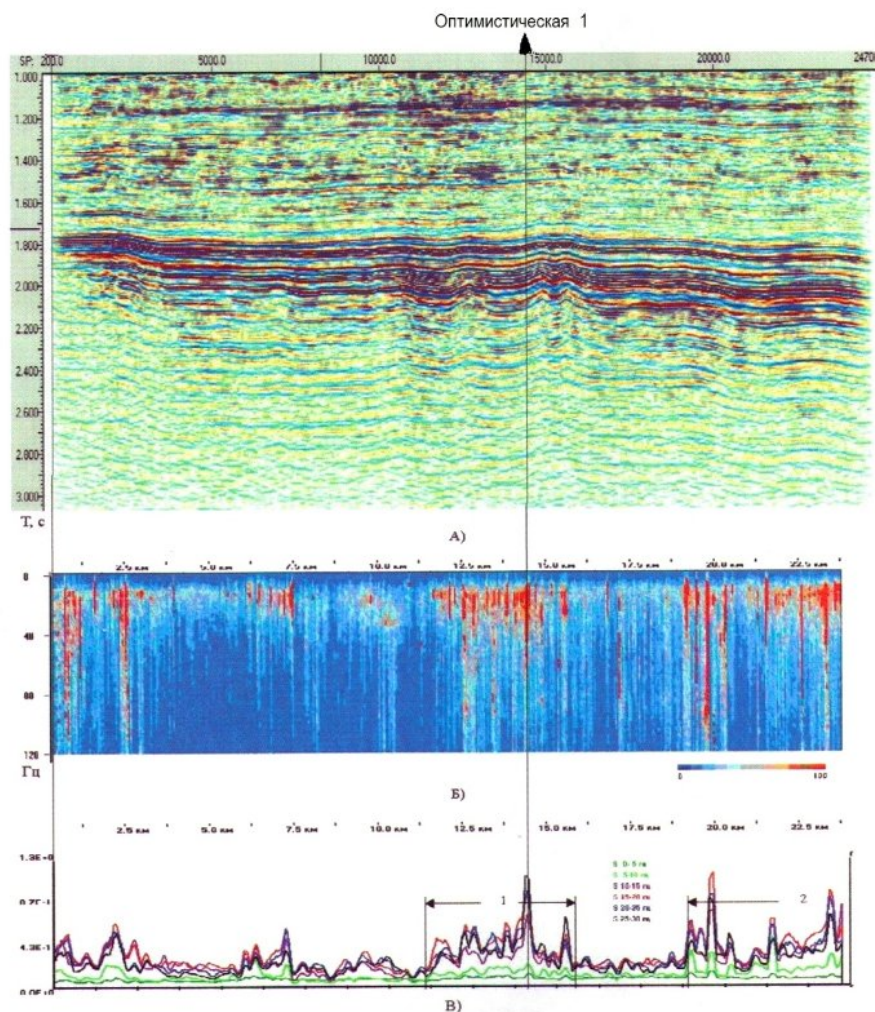


Рис. 4. Фрагмент временного разреза по профилю 1188902 в районе скважины Оптимистическая 1 (А); (Б) – спектры; (В) – графики интенсивности

Показана эффективность использования способа на всех этапах ГРР:

При региональных работах - в качестве перспективных объектов удастся 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 интерес-

ные 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

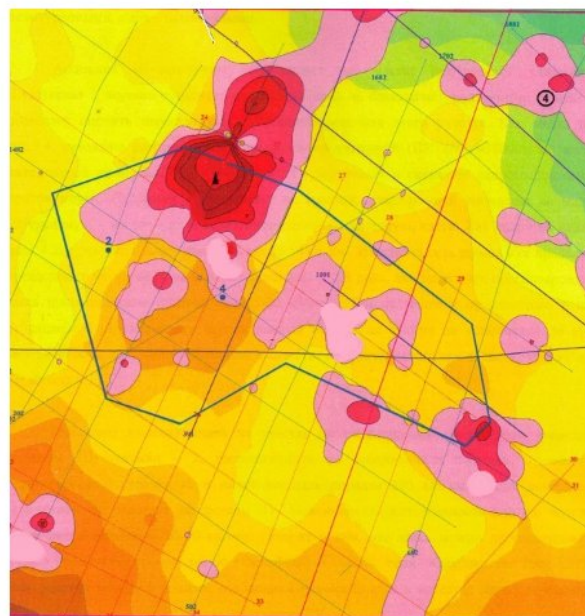


▲ Рис. 5. Модель геодинамических шумов по площади работ.

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



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

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.

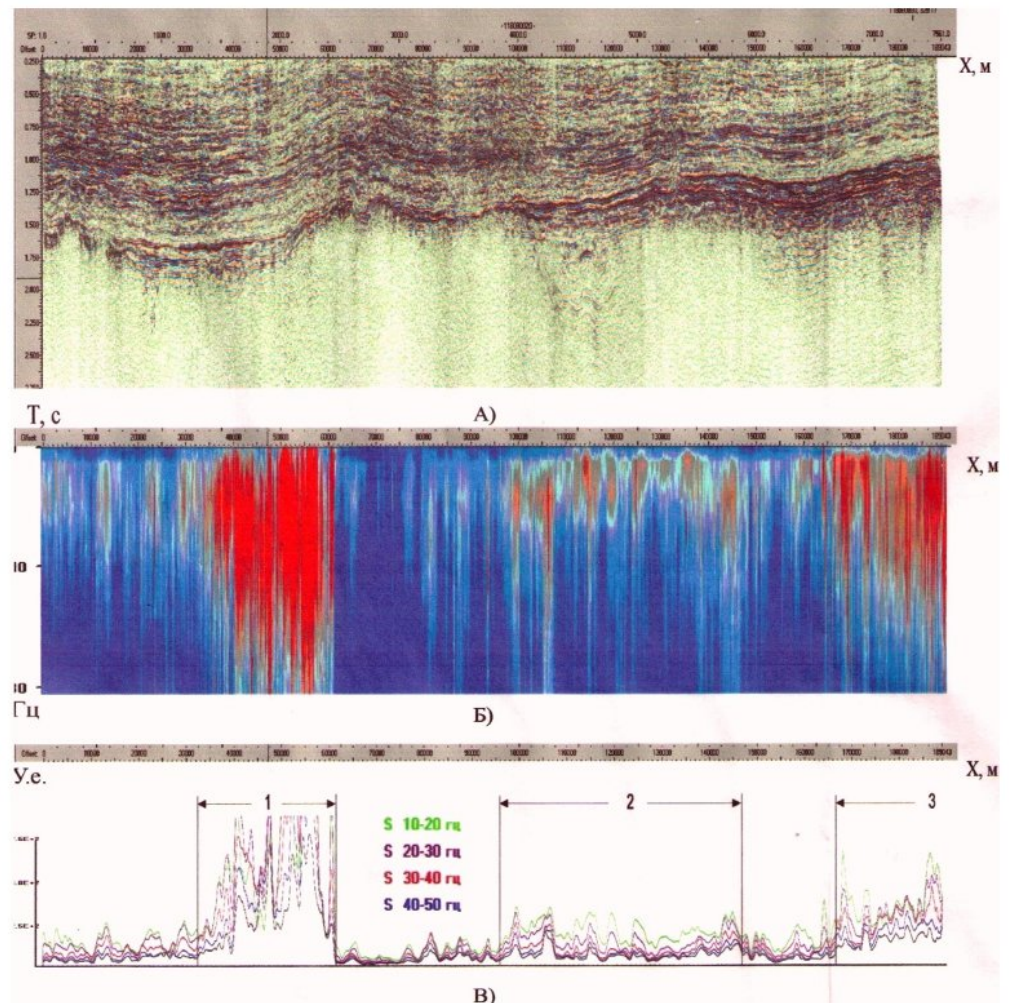
Полученные результаты кратко сводятся к следующему:

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 экраняющие 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 высокопродуктивной 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 аномалий 1-ой (высокоперспективные) и 2-ой категорий (бесспорно перспективные) составляют около 30%, что говорит о высокой перспективности данной территории и необходимости интенсификации

здесь ГРП 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 ГРП. 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

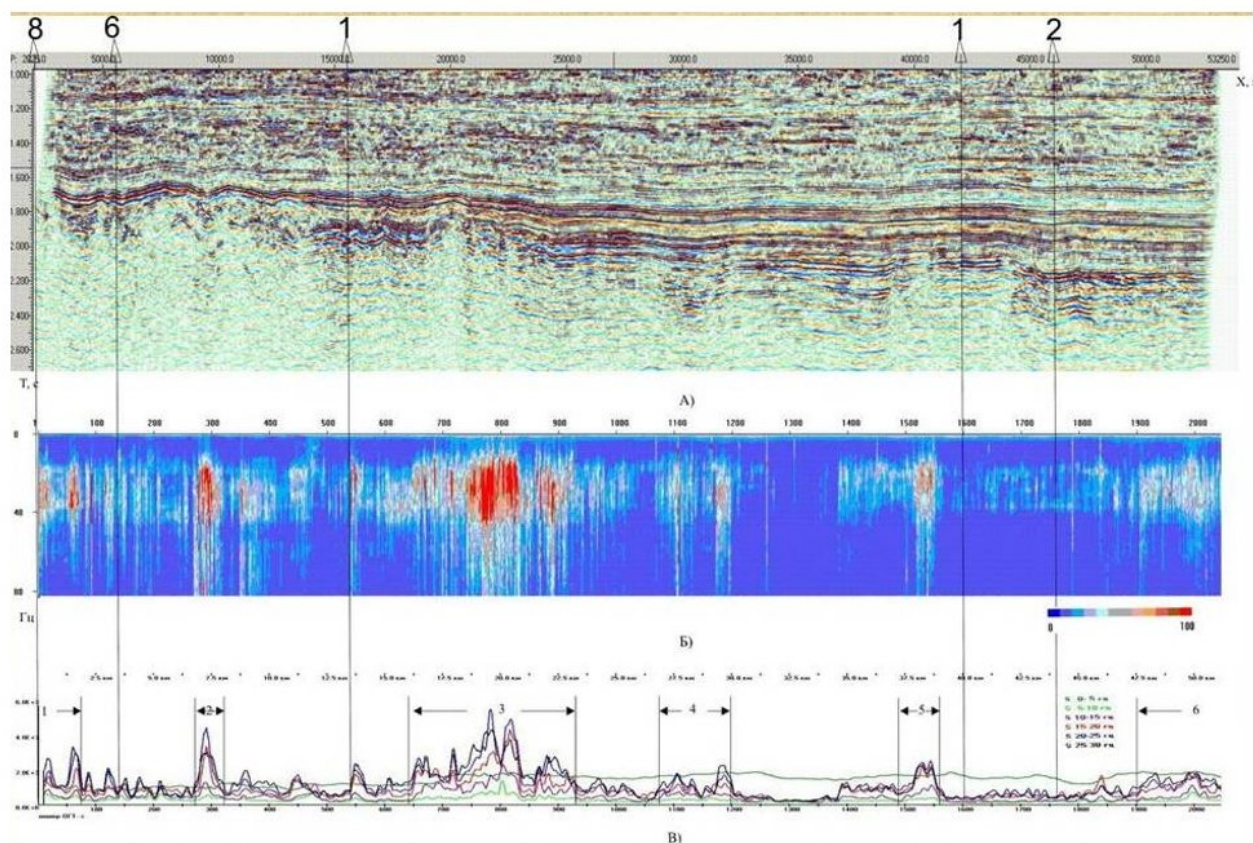
главным образом для тестирования его по одиночным профилям, проходящим через пробуренные скважины. Исследования выполнены на десяти площадях (по всем месторождениям) в Новосибирской области, на 18 площадях в Томской области, на 10 площадях в ХМАО, на 7 площадях в Восточной Сибири. Всего тестирование 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 выполнении 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 умень-

шения 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 ГРП 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. «Свинын и сыновья». 202 с.
7. Shapiro S. A. 2007. Microseismicity – a tool for reservoir characterization.

Подробнее об авторах



Ведерников
Геннадий Васильевич

ООО «НМТ-Сейс»



Максимов
Леонид Анатольевич

ООО «НМТ-Сейс»