

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПАЛЕОЗОЙСКОГО ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л. Шустер
ИПНГ РАН, e-mail: tshuster@mail.ru

В образованиях фундамента открыто 400–450 мировых скоплений нефти и газа, в том числе крупных и гигантских, таких как Белый Тигр (Вьетнам), Ауджила-Нафура (Ливия), Ла-Пас и Мара (Венесуэла), Пентхендл (США) и другие. Наиболее крупные месторождения нефти и газа характеризуются значительными запасами (например, извлекаемые запасы месторождения Белый Тигр составляют более 500 млн т, месторождения Ауджила-Нафура – 470 млн т), высокими дебитами (до 2000 тыс. т/сут), огромной пластовой энергией, позволяющей длительное время эксплуатировать залежи нефти в фонтанном режиме. Скопления углеводородов (УВ) в массивных трещинно-кавернозных магматических и метаморфических породах, как правило, приурочены к погребенным выступам фундамента, разбитым разломами на блоки и облекаемым осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтегазообразующих толщ. Открытые месторождения нефти приурочены к зонам столкновения плит и их частей (обдукционно-субдукционный геодинамический режим) и к участкам развития рифтогенного режима. Большое значение имеет гипсометрическое положение выступов, горстов, блоков фундамента. Доминирующие в подземном рельефе структуры характеризуются наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) пород и максимальной продуктивностью. Залежи нефти (газа) приурочены к ловушкам структурного и неструктурного типов. Коллекторы в залежах УВ характеризуются крайне неравномерным распространением, как по площади, так и по разрезу. Флюидоупорами являются перекрывающие фундамент глинистые, аргиллитовые, известняково-доломитовые и соляные толщи, а также плохопроницаемые магматические породы, залегающие в верхней части гранитоидных массивов.

Проблема нефтегазоносности фундамента Западной Сибири уже несколько десятков лет привлекает внимание ученых, которые высоко оценивают перспективы открытия крупных месторождений нефти и газа в этом регионе.

В образованиях палеозойского фундамента Западной Сибири, в трещинно-кавернозных породах на контакте с чехлом выявлены 44 месторождения УВ и более 100 нефтепроявлений. Максимальные дебиты нефти из фундамента на Ханты-Мансийском

месторождении достигают 400 м³/сут (В.С. Бочкарев, А.М. Брехунцов, 2008; К.А. Клещев, В.С. Шеин, 2004; Н.П. Запывалов, 2004; И.А. Плесовских и др., 2009) [1, 2].

В ИПНГ РАН в последние годы разрабатывается проект по программе Президиума РАН «Геологические модели строения и формирования залежей нефти и газа в доюрском комплексе Западной Сибири».

Результаты проводимых исследований, анализ опубликованных работ по этой проблеме, накопленный практический опыт поисков и разведки месторождений нефти и газа в образованиях фундамента позволили определить совокупность необходимых благоприятных геологических факторов для формирования и сохранения скоплений углеводородов в породах фундамента: наличие ловушки, пород-коллекторов, флюидоупора, прилегающих к выступу фундамента обогащенных органикой осадочных пород (нефтегазообразующих толщ), благоприятная геохимическая и гидрогеологическая обстановка. Такая же совокупность факторов относится и к осадочным породам. Однако между ними имеются и различия. Главное из них заключается в особенностях формирования пустотного пространства в трещинно-кавернозных массивных породах.

Формирование пустотности в кристаллических породах фундамента происходит под влиянием процессов остывания магмы, тектонической и гидротермальной деятельности, выветривания.

В работах [3–6] подробно рассматривается формирование пустотности гранитоидного массива месторождения Белый Тигр. На рис. 1–5 (см. Приложение) показана его резкая фильтрационно-емкостная неоднородность. Участки наиболее емких коллекторов и, соответственно, высокодебитных нефтяных полей расположены в гранитном массиве крайне хаотично и неравномерно – как по площади, так и по разрезу. Нами такая модель названа *неравномерно-ячеистой*. Такое название подчеркивает значительно более сложное и дробное строение резервуара гранитоидного массива по распределению зон пород-коллекторов и плохопроницаемых разностей, чем это представлялось ранее (рис. 6, см. Приложение). В ряде случаев (например, на северном блоке месторождения Белый Тигр, на месторождениях Кылуонг, Дайхунг во Вьетнаме) верхняя часть гранитоидного массива (от первых десятков до сотен метров) представлена преимущественно плохопроницаемыми или непроницаемыми породами, что осложняет поисковые работы.

Такие породы в зонах отсутствия региональных толщ-покрышек могут играть роль зональных флюидоупоров (северный свод месторождения Белый Тигр).

Анализ фактического материала и опубликованных работ позволил авторам настоящей статьи присоединиться к точке зрения ученых [см., напр., 7], считающих, что основным источником залежей нефти в ловушках фундамента является органическое вещество (ОВ) нефтематеринских осадочных толщ, облегающих фундамент или примыкающих к нему (рис. 7–10, см. Приложение). Существует и иная точка зрения – о глубинной или полигенной природе источника нефти [4].

Возможный механизм формирования залежей нефти в фундаменте, расчет параметров этого процесса, в том числе энергии и скорости движения микрообъемов (пузырьков) нефти, расстояния переноса и других, обоснован нами в работах [5, 6, 8, 9] на примере нефтяного месторождения Белый Тигр.

Формирование залежи нефти происходит путем миграции флюидов в трещинно-кавернозные породы из прилегающих к фундаменту горизонтально залегающих осадочных терригенных пород, обогащенных ОВ. Залежи образуются путем аккумуляции первичных пузырьков (капель) нефти, произведенных нефтематеринской осадочной толщей, непосредственно примыкающей к фундаменту, под действием капиллярных сил. Дренаж реализуется капиллярными силами, вектор которых в соответствии с формулой Лапласа относительно давления поверхности фазового раздела направлен в сторону среды с меньшим давлением и с большей проницаемостью. С помощью этого механизма аккумулируются все пузырьки или капли микронепфти, возникающие в процессе первичной миграции на площади радиусом, равным расстоянию от центра аккумуляции до точки геологического пространства нефтематеринского пласта, где пузырек или капля микронепфти не в состоянии преодолеть начальный градиент фильтрации. Основной причиной аккумуляции нефти в залежи фундамента являются силы поверхностного натяжения на границе флюидальных фаз [9].

Исходя из вышеизложенного сформулированы необходимые требования к поисково-разведочным работам на объект-фундамент:

- детальное картирование поверхности эрозионно-тектонических выступов фундамента;
- выявление и прослеживание разрывных нарушений в толще фундамента;

- картирование внутрифундаментных отражающих горизонтов с целью выявления ловушек – как структурных, так и неструктурных;
- картирование региональных флюидоупоров над ловушками фундамента;
- оценка генерационного потенциала осадочных пород, облекающих образования фундамента;
- выявление и оконтуривание зон развития разуплотненных трещиноватых пород-коллекторов в ловушке фундамента и оценка их ФЕС.

Методы интерпретации сейсмической информации для решения первых четырех задач не отличаются от общепринятых процедур кинематического анализа и структурных построений. Успешный опыт по Западной Сибири опубликован в работах И.В. Шпурова, Ю.А. Цимбалюка, В.Н. Воронова, 2007, 2008; Н.К. Курьшевой, 2005; Л.А. Задоевко, 2008, и др.

Решение последней задачи уникально. Оно было найдено и достаточно широко апробировано в последние годы. Решение задачи связано с использованием инновационной технологии рассеянных волн [10–15].

В Восточной Сибири новая технология применена для картирования трещинно-кавернозных коллекторских зон на Куюмбинском и Юрубчено-Тахомском месторождениях в породах вблизи эрозионной кровли рифея (рис. 11, см. Приложение). Аномалии высоких значений энергии рассеянной компоненты (РК), проверенные последующим бурением, подтверждены в 83% случаев высокой продуктивностью скважин [10, 11]. На рис. 12 (см. Приложение) на разрезах энергии рассеянных волн показаны аномальные зоны высоких энергий по месторождениям Западной Сибири Северо-Даниловское [13] и Усть-Балыкское [12]. На рис. 13 (см. Приложение) показана возможность картирования нижней границы залежи по энергетическому параметру РК [14].

Установлена предварительная закономерность взаимосвязи зон высоких значений локальной энергии РК сейсмического поля и участков с оптимальными коллекторскими свойствами пород и максимальными дебитами нефти (рис. 14, см. Приложение) [15].

Таким образом, основываясь на предложенных моделях строения и формирования залежи нефти в трещинно-кавернозных массивных породах фундамента, следует по-новому оценивать возможные границы нефтегазоносного комплекса фундамента, который не ограничивается только его верхней частью (или корой выветривания), как это

трактуется сегодня в отношении Западной Сибири. Границы залежей нефти в фундаменте контролируются сверху надежным флюидоупором (в ряде случаев плохопроницаемыми массивными породами фундамента), нижнее ограничение залежи контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных коллекторов и, кроме того, нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.

Выбирать местоположение и глубину проектных скважин на новых перспективных площадях следует по структурным планам по кровле фундамента (а не вышележащих горизонтов) и исходя из прогноза распространения в его толще зон разуплотненных пород-коллекторов по данным спецобработки материалов сейсморазведки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Нестеров И.И. (мл.), Нечипорук Л.А. Закономерности размещения залежей нефти и газа в Западно-Сибирском мегабассейне // Горн. ведомости. 2007. № 10. С. 6–23.
2. Клецев К.А., Шеин В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ, 2004. 214 с.
3. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А. и др. Магматогенно-осадочный формационный комплекс как новый нефтеперспективный объект // ДАН. 1992. Т. 332, № 2. С. 347–350.
4. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // ДАН. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.
5. Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллического фундамента: Обзор. Информ. М.: ООО «Геоинформцентр», 2003. Вып. 3. 47 с.
6. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). Киев: Техника, 2003. 175 с.
7. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А., Стасова О.Ф. Геохимия, генезис палеозойских нефтей Западной Сибири // Геохимия. 1998. № 1. С. 3–17.
8. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Левянт В.Б. и др. Принципиальная модель формирования нефтяных и газовых скоплений в трещиновато-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири и проблемы их поиска и разведки // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири. Тюмень, 2008.
9. Арье А.Г., Шустер В.Л. Возможный механизм формирования залежей нефти и газа в ловушках фундамента // Геология нефти и газа. 1998. № 12. С. 34–38.
10. Шленкин С.И., Каширин Г.В., Масюков А.В., Харахинов В.В. Новые сейсмические технологии изучения сложно-построенных резервуаров нефти и газа // Международная геофизическая конференция к 300-летию горно-геологической службы России. СПб., 2000.

11. Поздняков В.Л., Сафонов Д.В., Шиликов В.В. Прогноз распространения зон трещиноватости по данным 3D сейсморазведки в пределах Юрубчано-Тахомской зоны // Технологии сейсморазведки. 2009. № 1.
12. Кремлев А.Н., Ерохин Г.Н., Стариков Л.Е., Зверев Н.А. Прогноз коллекторов трещинно-кавернового типа по рассеянным сейсмическим волнам // Технологии сейсморазведки. 2008. № 3.
13. Курьянов Ю.А., Кузнецов В.И., Кошаров В.З., Смирнов М.Ю. Опыт использования поля рассеянных сейсмических волн для прогноза зон нефтегазонасыщения // Технологии сейсморазведки. 2008. № 1.
14. Левянт В.Б., Моттль В.В., Ермаков А.С. Прогнозирование разуплотненных зон в кристаллическом фундаменте на основе использования рассеянной компоненты сейсмического поля // Технологии сейсморазведки. 2005. № 1.
15. Левянт В.Б., Тронов Ю.А., Шустер В.Л. Использование рассеянной компоненты сейсмического поля для дифференциации кристаллического фундамента на коллекторские и монолитные зоны // Геофизика. 2003. № 3. С. 17–26.

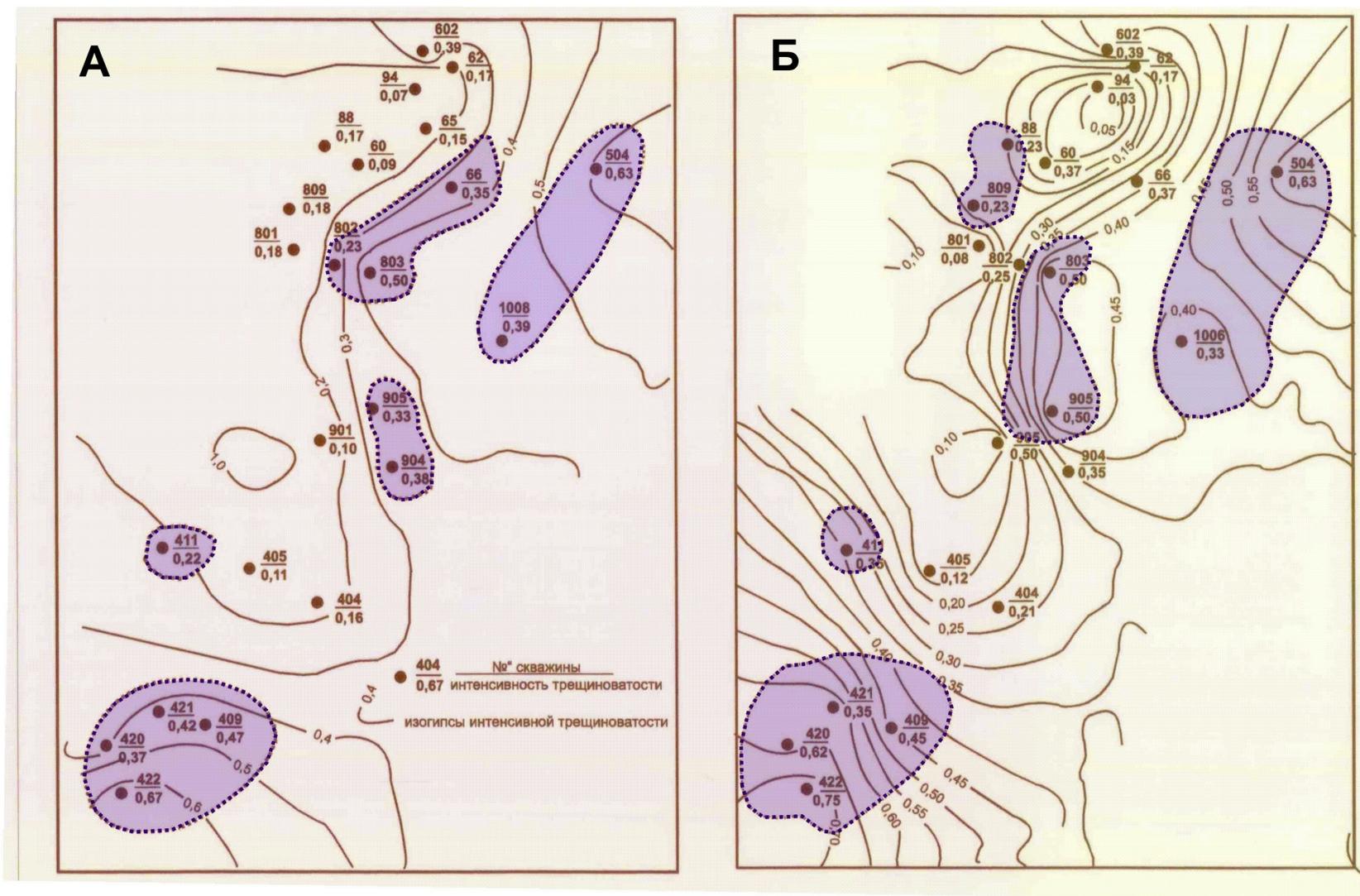


Рис.1. Месторождение "Белый Тигр". Распространение трещиноватости пород фундамента.
 А - распределение интенсивности трещиноватости вскрытого фундамента (данные ВИНГ, 1994 г.);
 Б - распределение интенсивности трещиноватости 200 м ниже кровли фундамента (данные ВИНГ, 1994 г.)

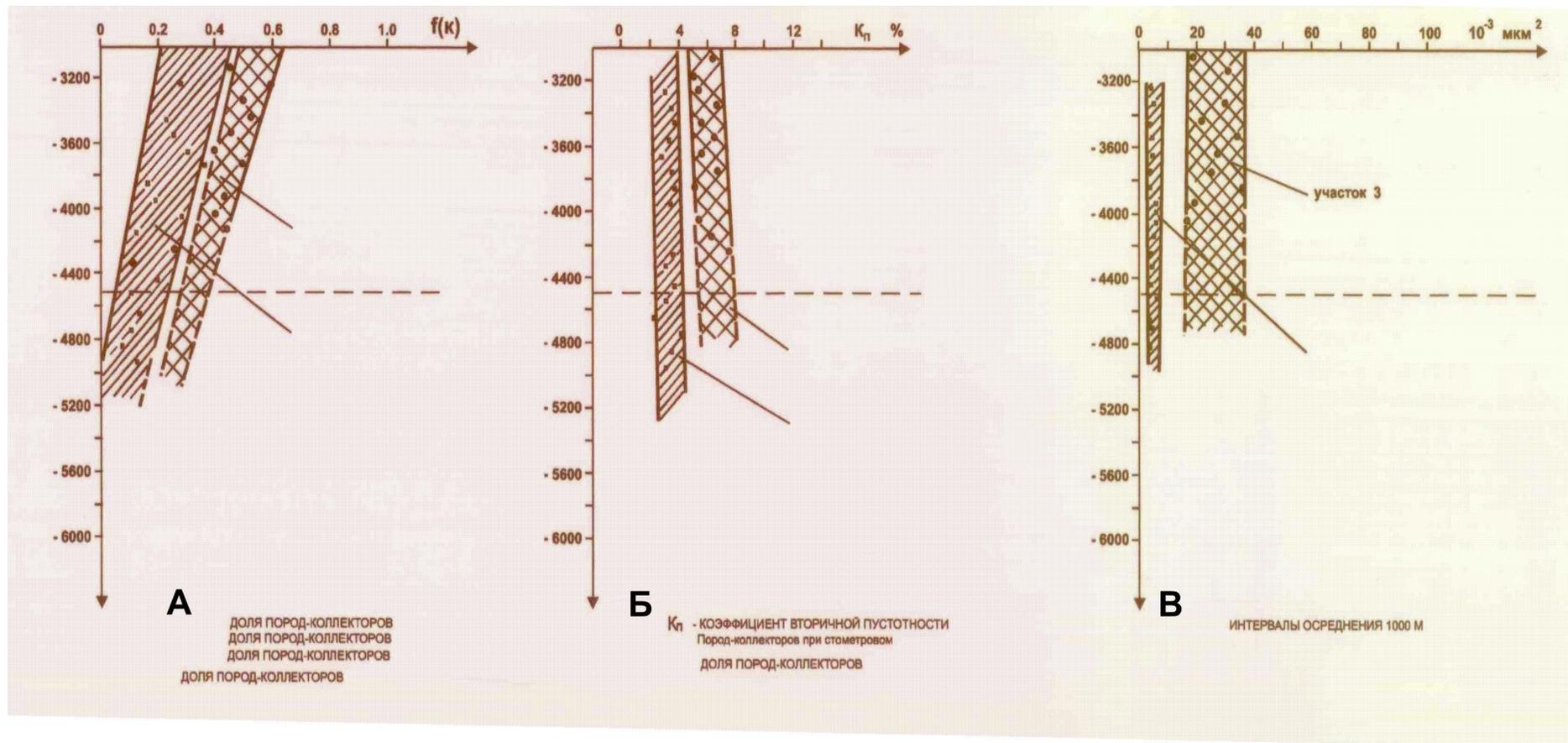


Рис.2. Изменение ФЕС пород фундамента. Месторождение "Белый Тигр"

- А - доля пород-коллекторов по абсолютной глубине фрагмента фундамента при стометровом осреднении данных интерпретации ГИС;
- Б - зависимости коэффициентов вторичной пустотности пород-коллекторов фрагмента фундамента от абсолютной глубины, по данным интерпретации ГИС;
- В - зависимости коэффициентов проницаемости пород-коллекторов фрагмента фундамента от абсолютной глубины, по данным интерпретации ГИС

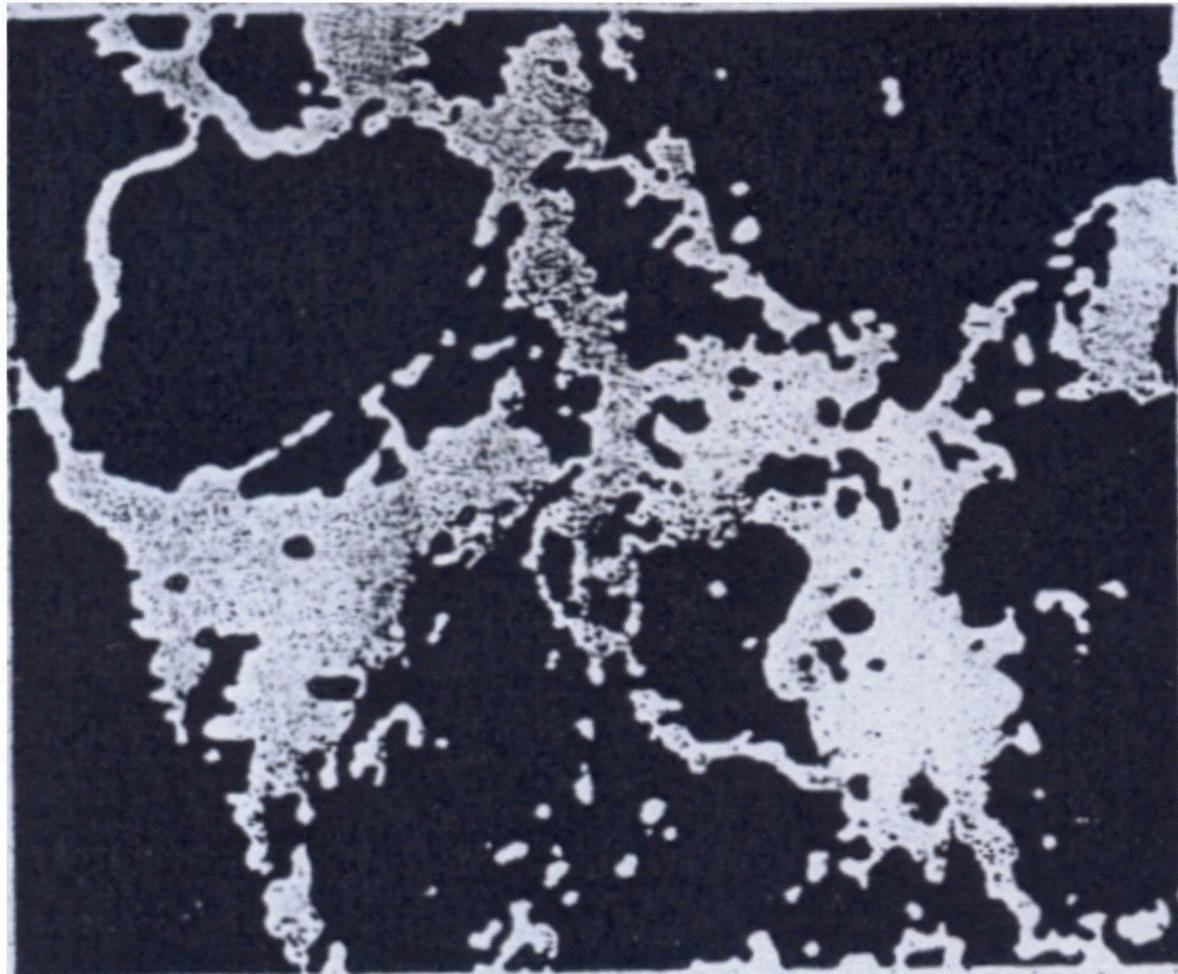


Рис.3. Структура пустотного пространства гранодиоритов
нефтяного месторождения "Белый Тигр" (А.Н. Дмитриевский, 2008 г.)

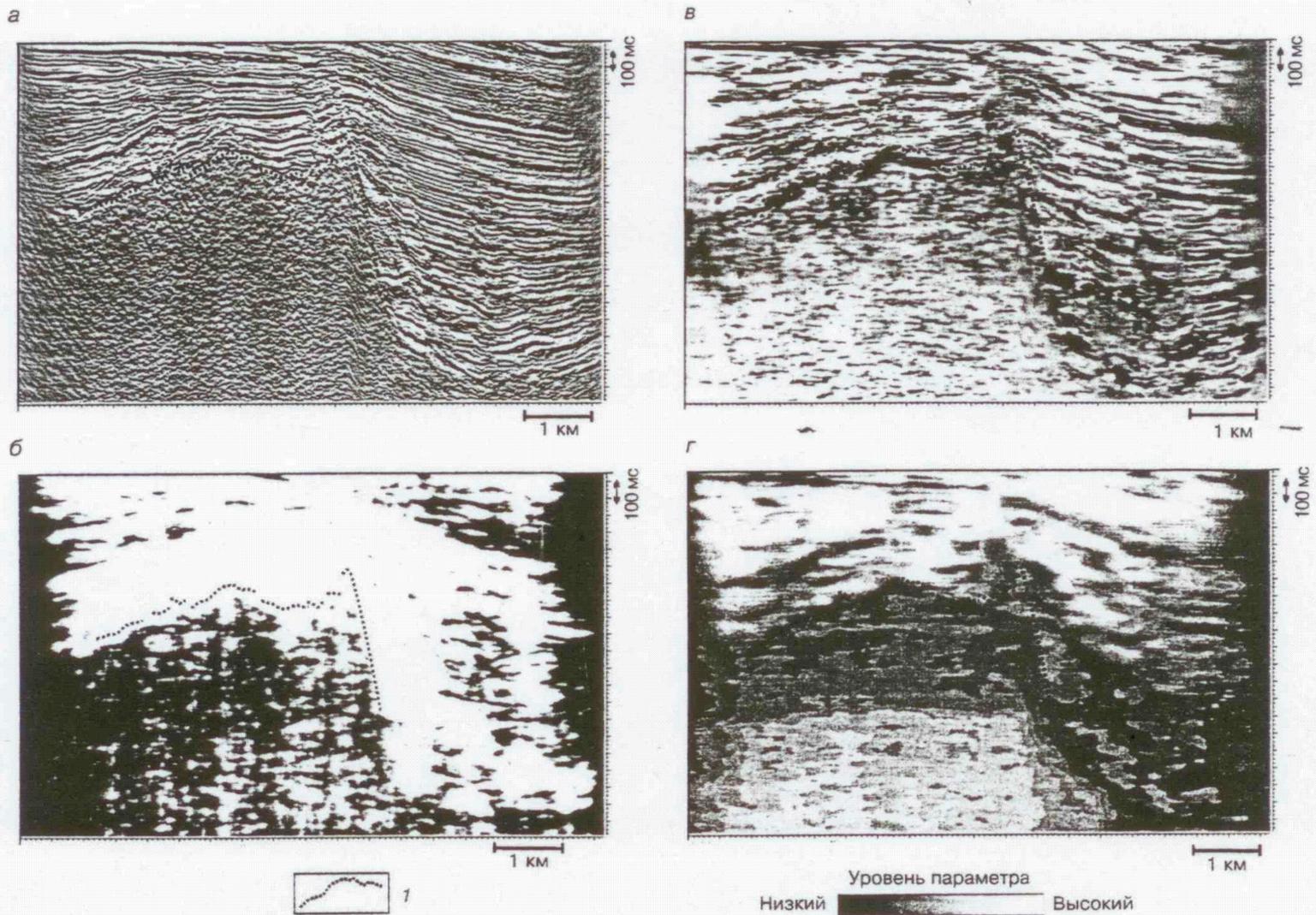


Рис.4. Картирование неоднородности ФЕС фундамента методами сейсморазведки

Разрезы атрибутов рассеянной компоненты:

a - исходный разрез в полосе 30 - 90 Гц; *б* - локальная энергия рассеянной компоненты; *в* - высокочастотная энергия рассеянной компоненты; *г* - нерегулярность сейсмического поля; *1* - кровля гранитного фундамента
(В.Б. Левянт, В.Л. Шустер, 2003 г.)

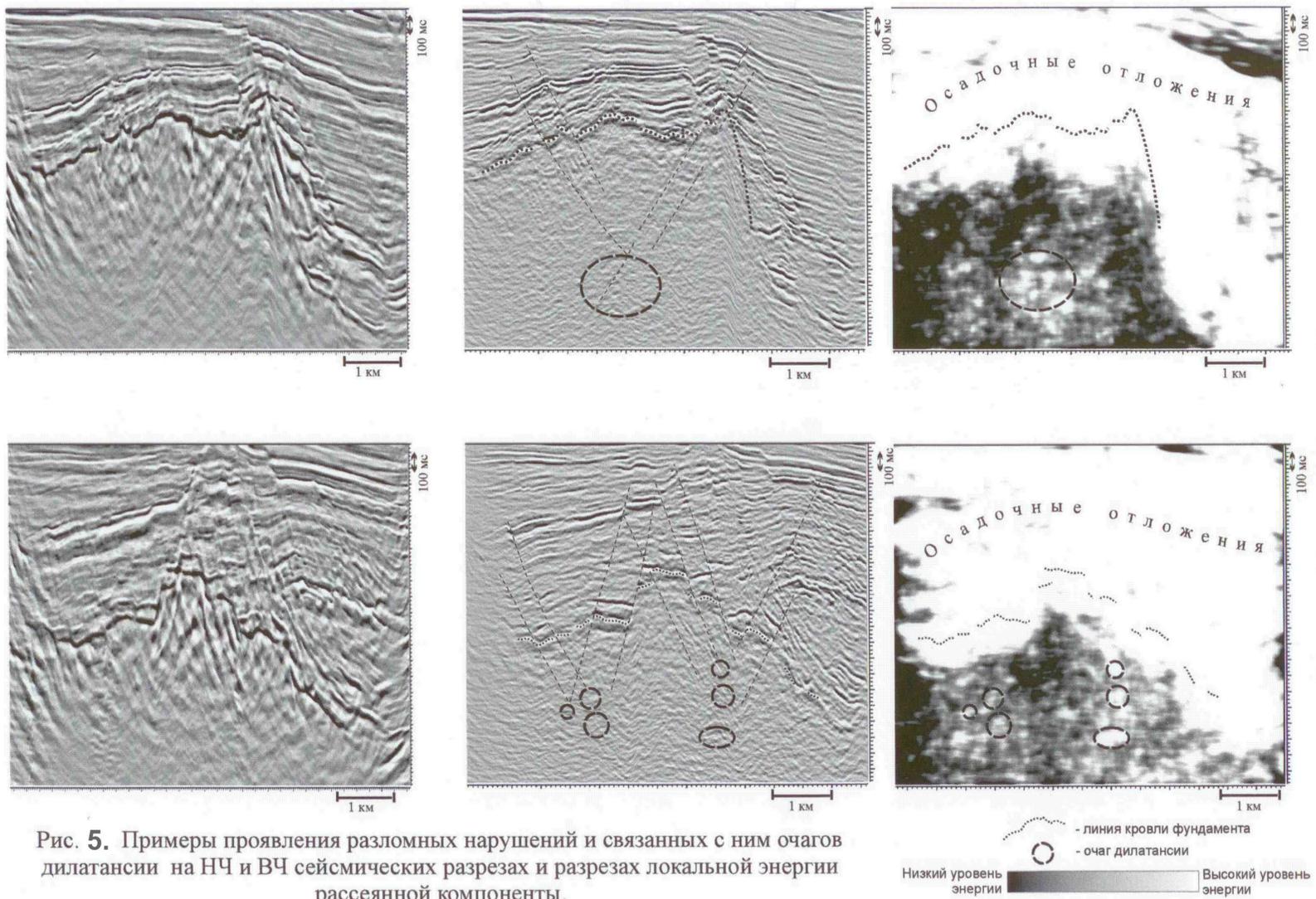


Рис. 5. Примеры проявления разломных нарушений и связанных с ним очагов дилатансии на НЧ и ВЧ сейсмических разрезах и разрезах локальной энергии рассеянной компоненты.
(В.Б. Левянт, В.Л. Шустер, 2003 г.)

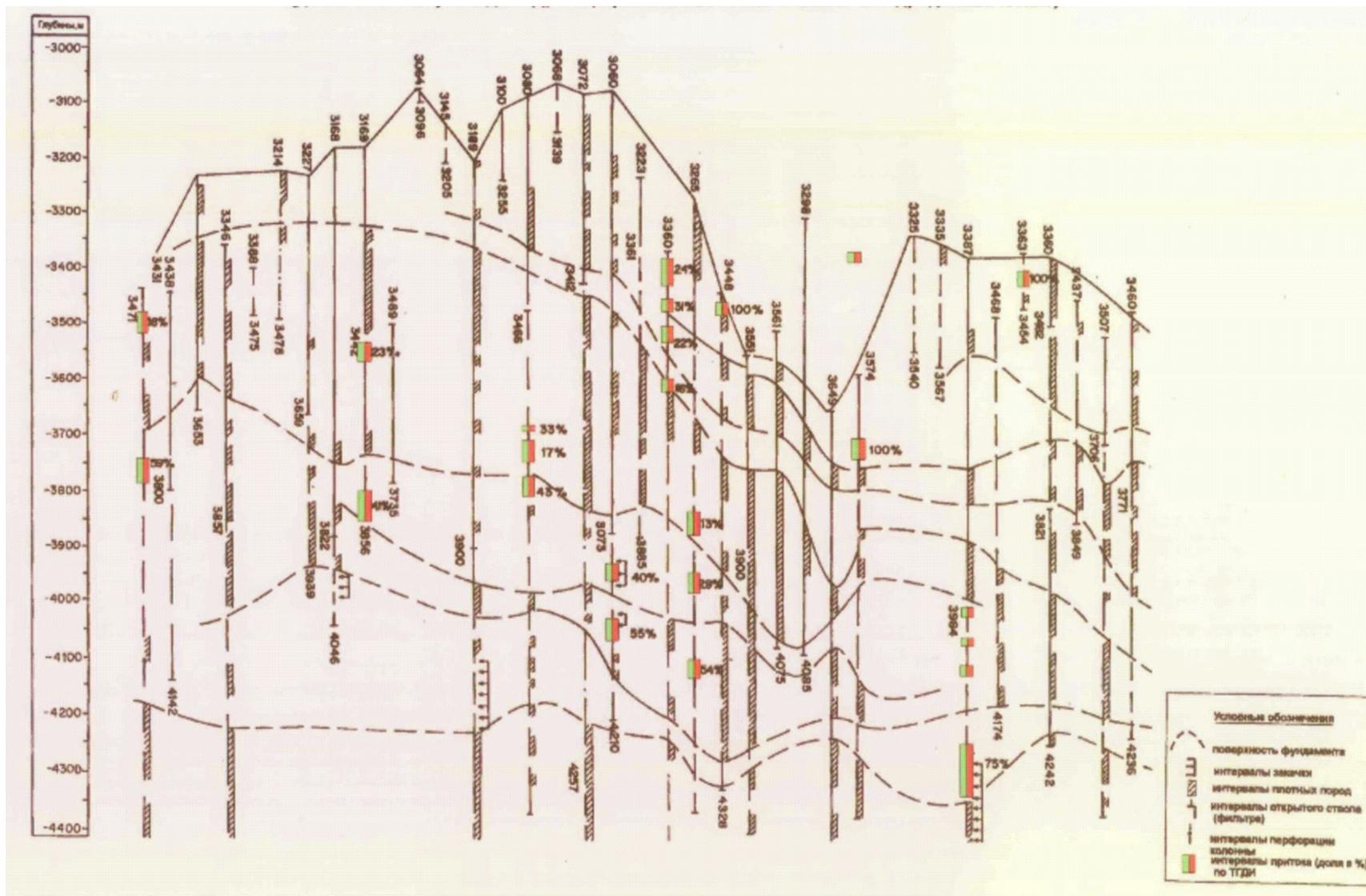
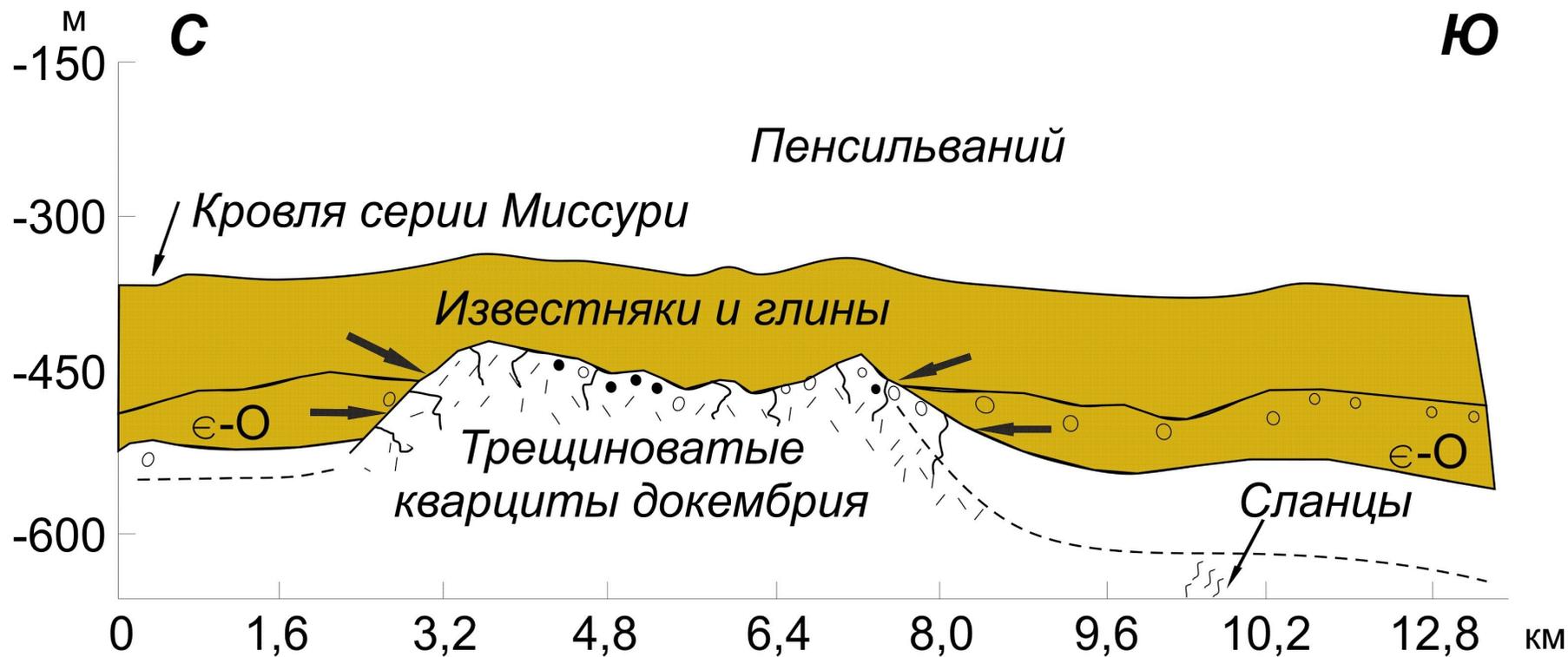


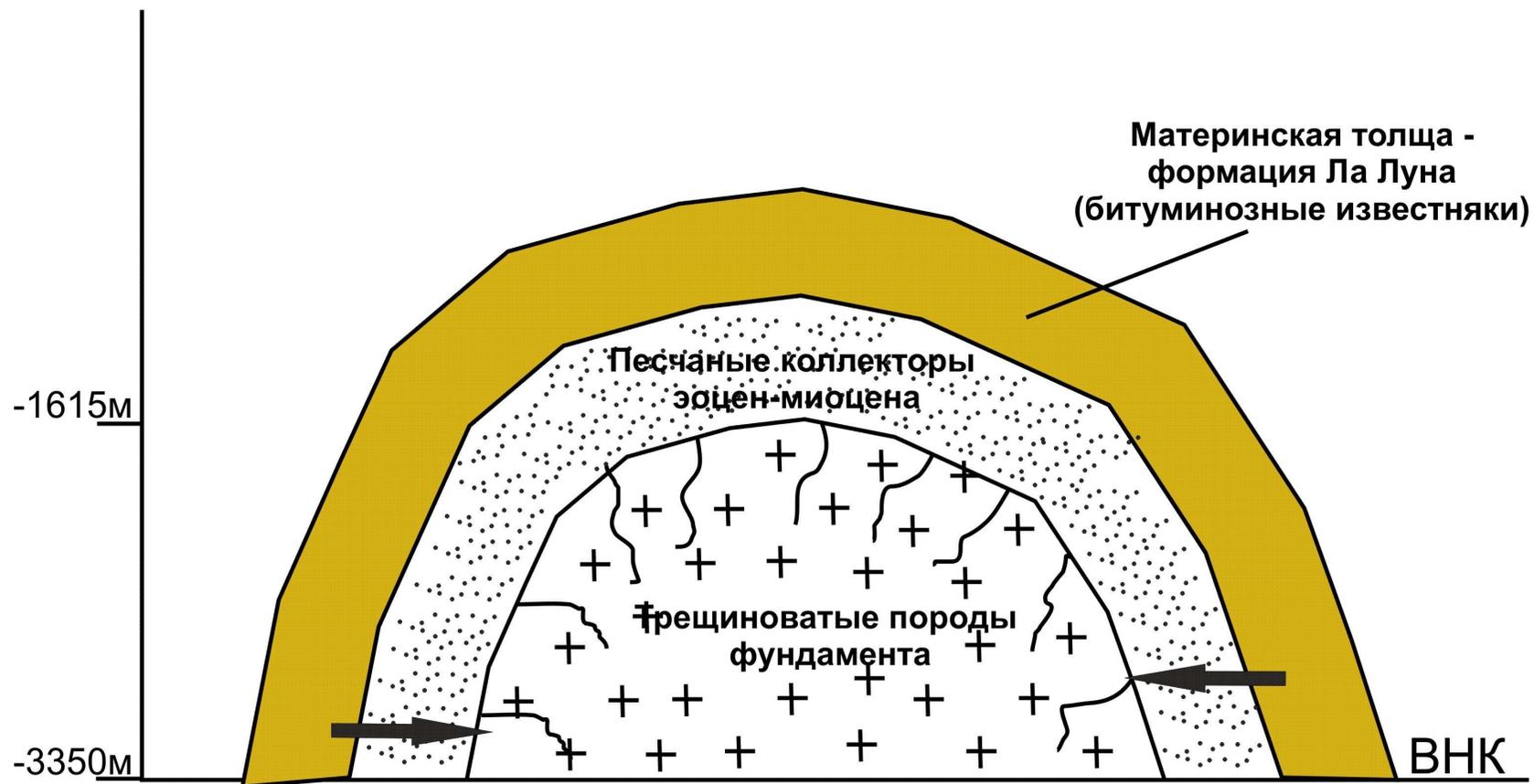
Рис.6. Месторождение "Белый Тигр"
 Микронеоднородность трещиноватого резервуара (данные сейсморазведки 3Д, ГИС,
 промыслово-геологические и гидродинамические)



Условные обозначения:

- Нефтегазообразующие толщи
- ▶ -Направление миграции УВ

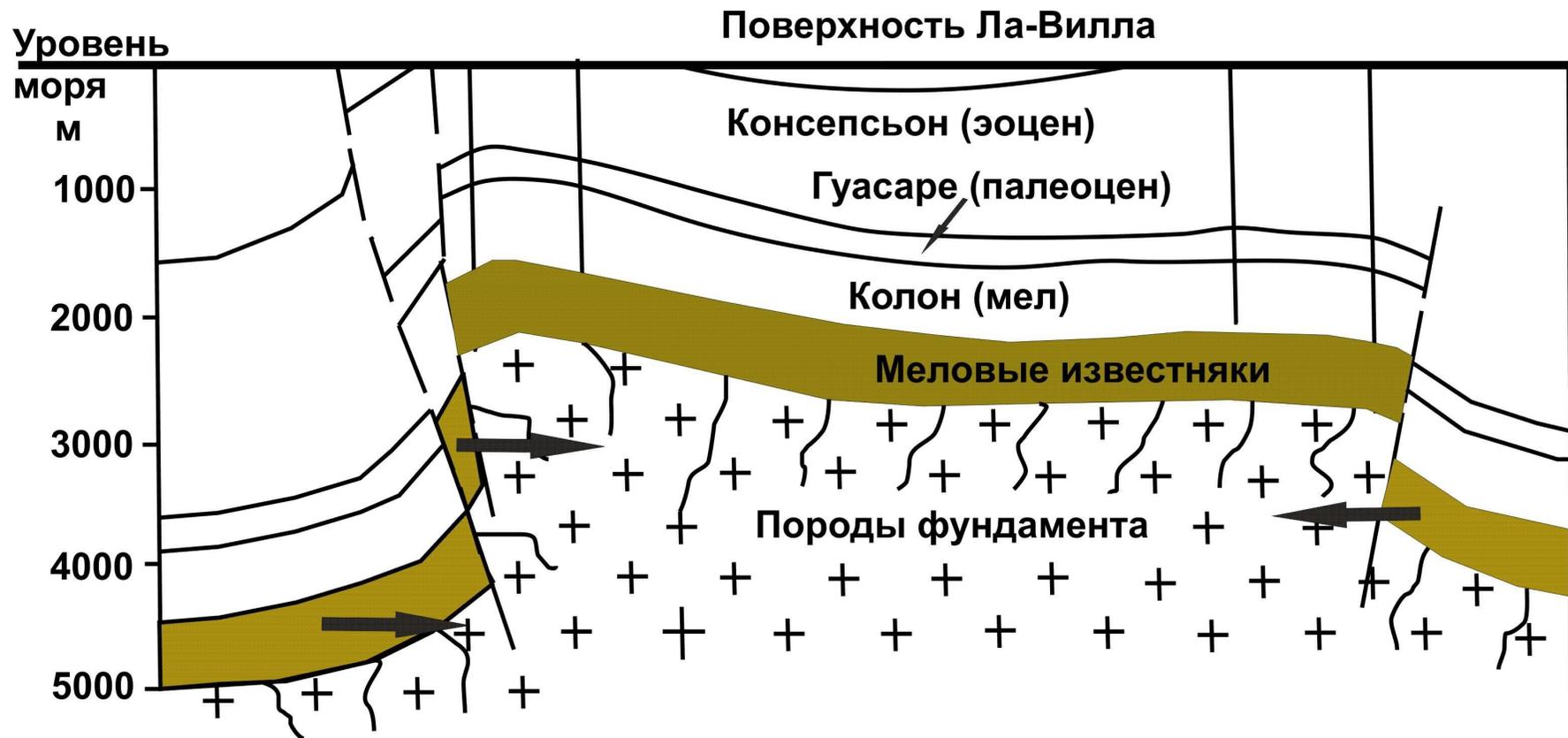
Рис.7. Профиль через месторождение Орт и Крафт-Пруса, шт. Канзас, США
(по Уолторсу, 1953 г.)



Условные обозначения:

- Нефтегазообразующие толщи
- Направление миграции УВ

Рис.8. Профиль через месторождение Ла-Пас, Южная Америка (Vencher et al., 1988 г.)



Условные обозначения:

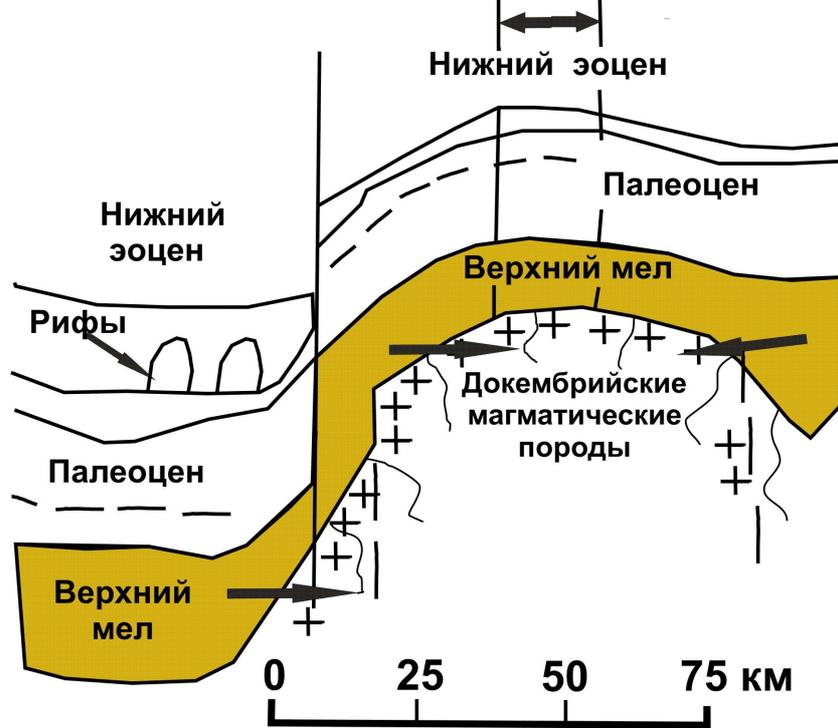
- Нефтегазообразующие толщи
- -Направление миграции УВ

Рис.9. Разрез месторождения Мара в Западной Венесуэле (Vencher et al., 1987 г.)

3

Месторождение Ауджила

В



Условные обозначения:

-  -Нефтегазообразующие толщи
-  -Направление миграции УВ

Рис.10. Профильный разрез через восточную часть бассейна Сирт
(по Робертсу, 1973 г.)

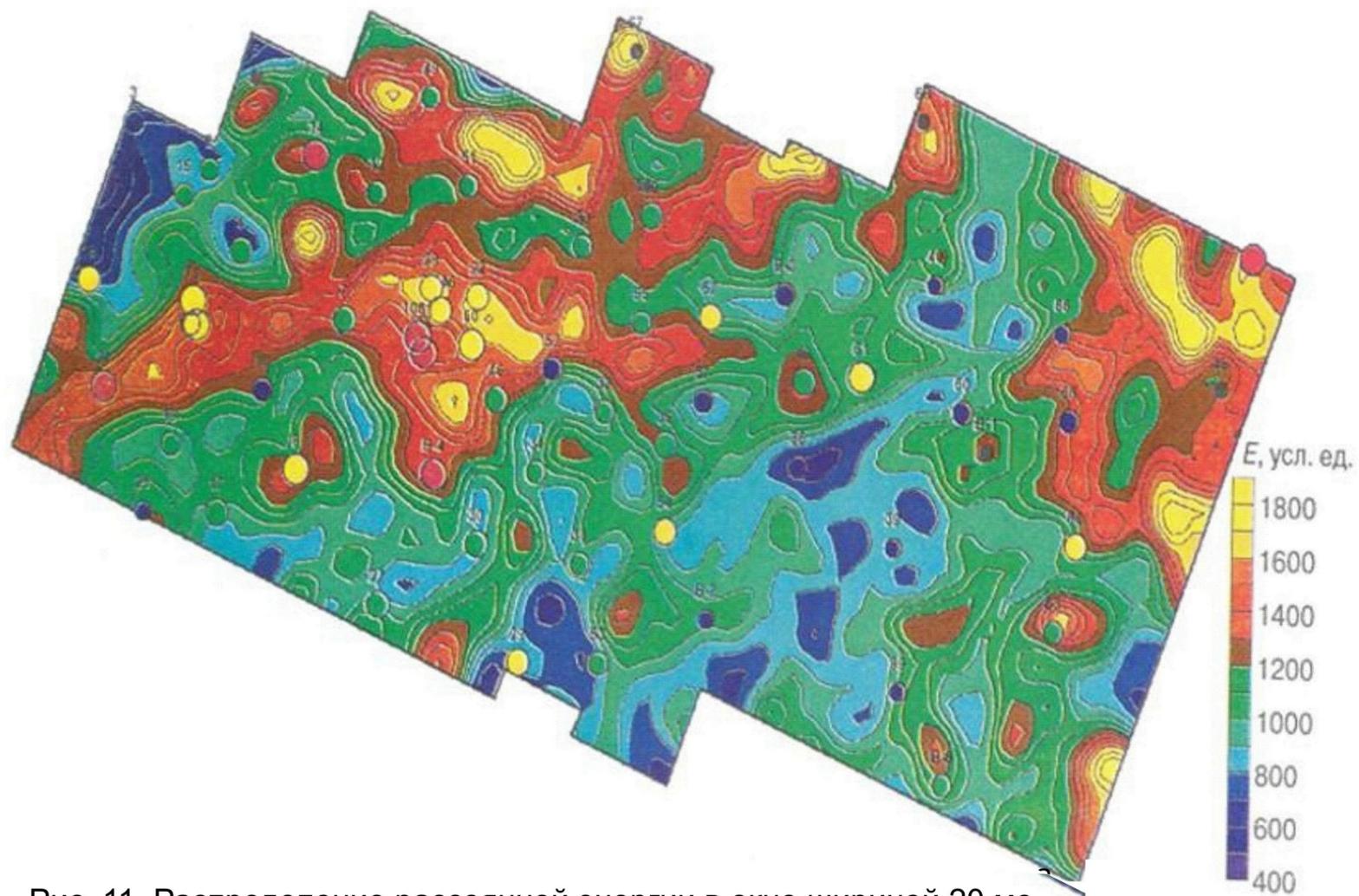


Рис. 11. Распределение рассеянной энергии в окне шириной 20 мс
вблизи эрозионной поверхности рифея. Юрубчено-Тахомская зона
(В.А. Поздняков и др., 2009 г.)

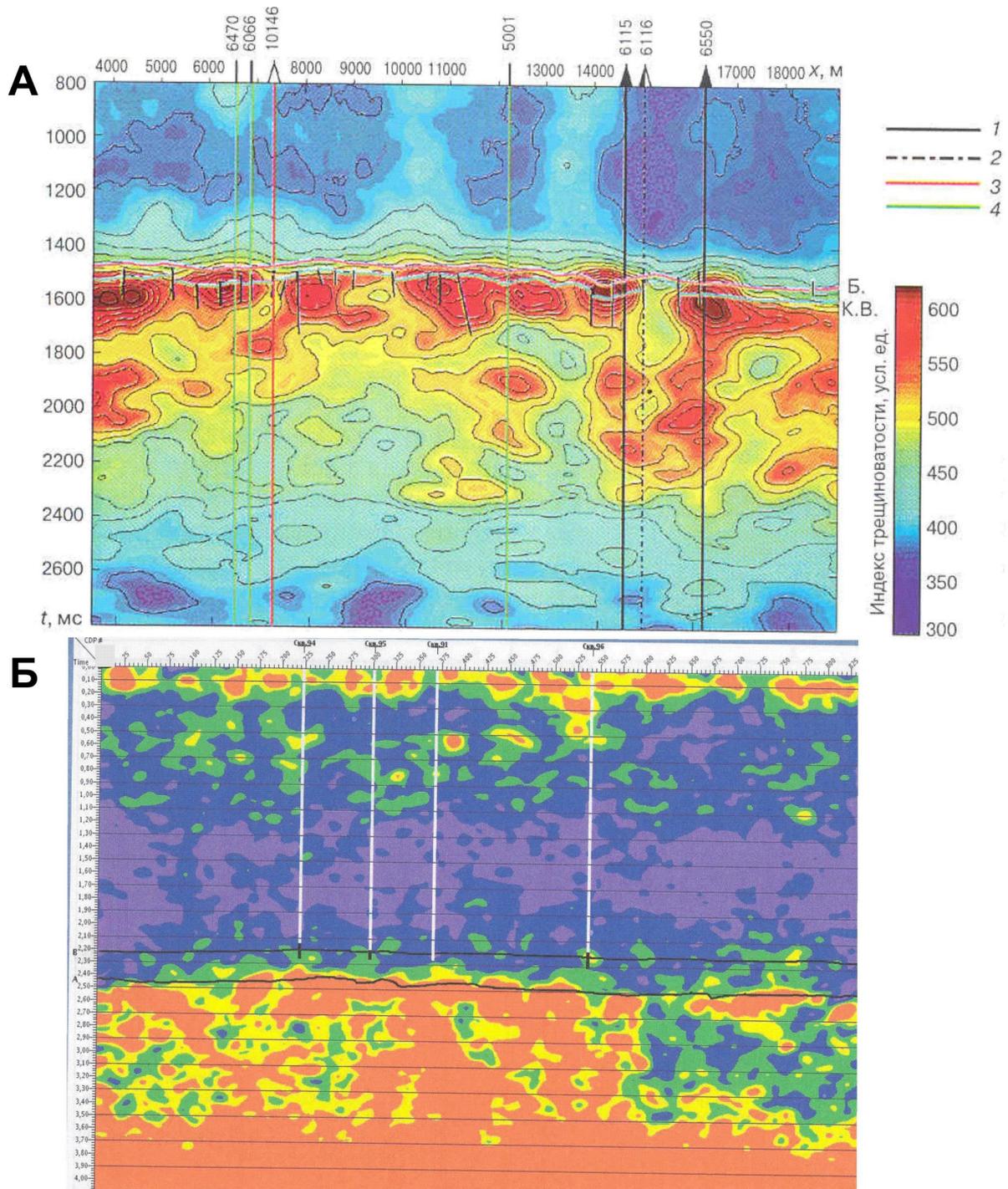
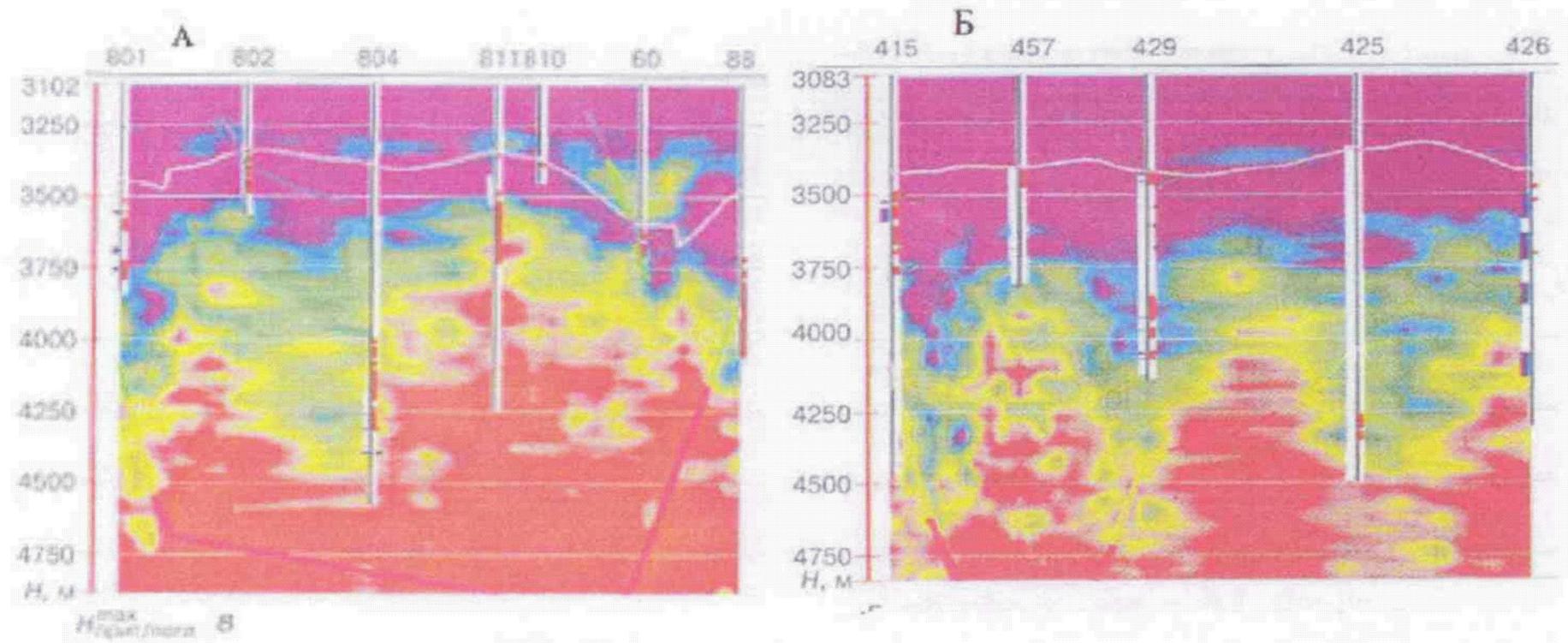


Рис. 12. Северо-Даниловское (А) и Усть-Балыкское (Б) месторождения
 А - вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинными результатами испытаний коры выветривания: 1-приток нефти; 2-пленка нефти; 3-сухо; 4-испытания не проводились (Ю.Л. Курьянов и др., 2008 г.)
 Б - разрез энергии рассеянных волн, полученный методом волнового ОГТ (В.Н. Кремлев и др., 2008 г.)



**Рис. 13. К оценке возможностей картирования нижней границы залежи по энергетическому параметру рассеянной компоненты, соответствующему пустотности монолита в 1% (смена желтого цвета на красный)
 А, Б - разрезы куба локальной энергии (InLE)
 (В.Б. Левянт и др., 2005 г.)**

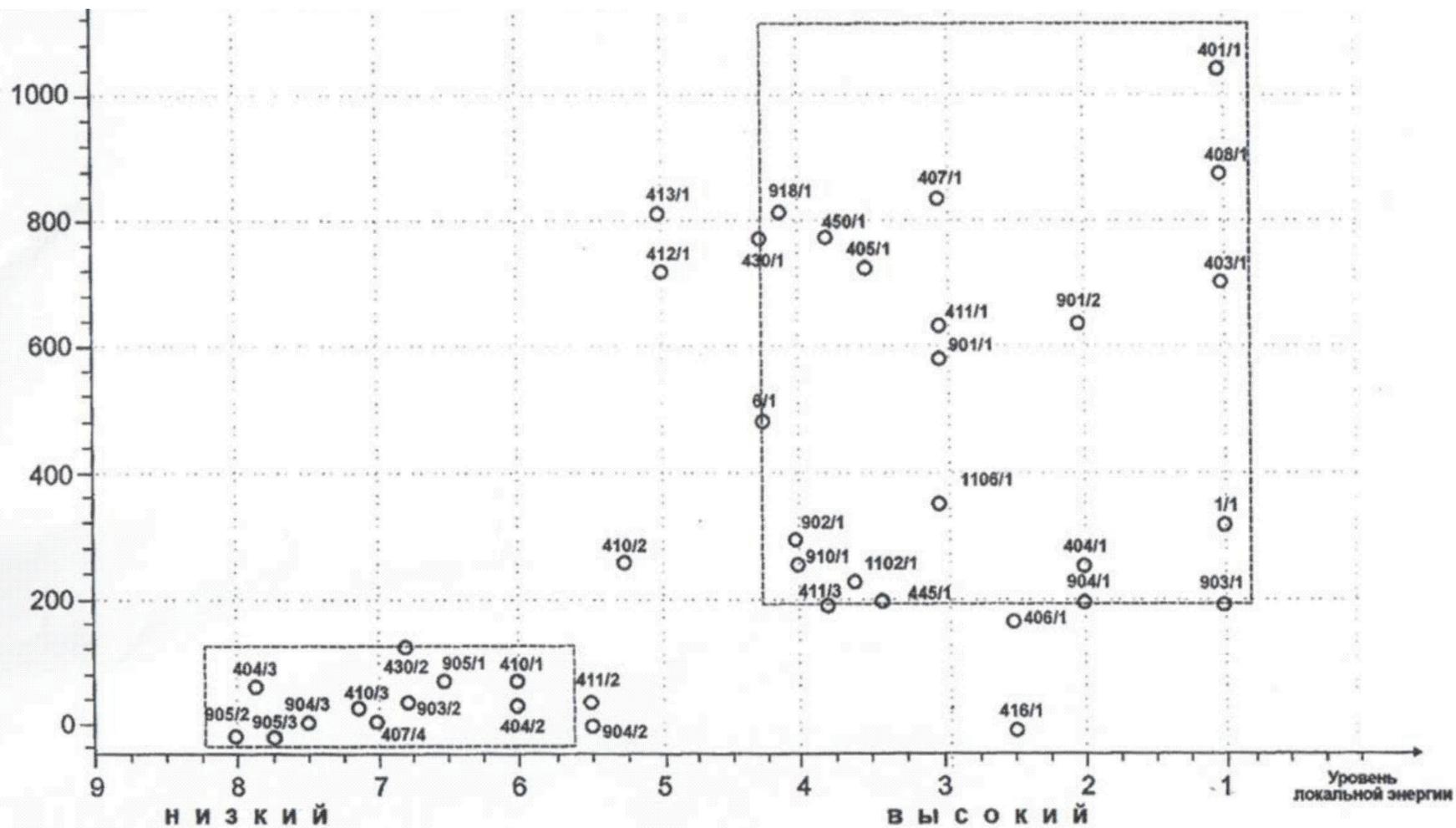


Рис.14. Взаимосвязь локальной энергии рассеянной компоненты сейсмического поля и коллекторских свойств (дебитов)
(В.Б. Левянт, В.Л. Шустер, 2003 г.)