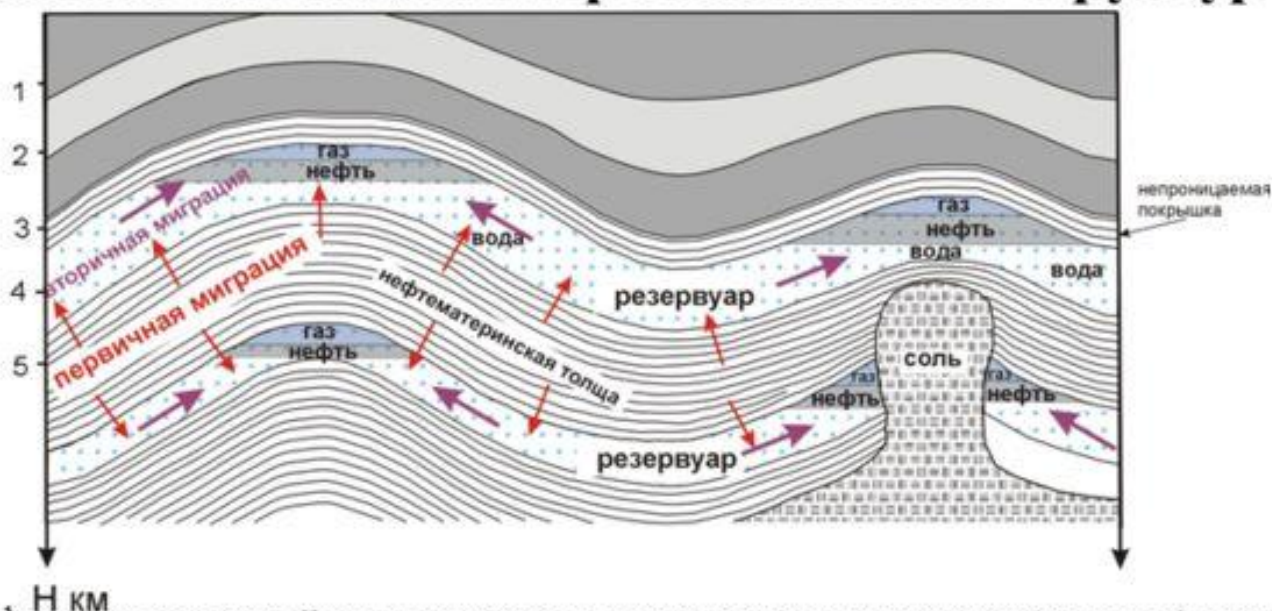


Формирование скоплений УВ

Первичная миграция

Простейшие модели нефтегазоносных структур



- Нефть из нефтематеринской породы перемещается в пористые породы (резервуар) в результате **первичной миграции**.
- В пределах резервуара нефть перемещается в ловушку – **вторичная миграция**.
- Наиболее распространенный тип ловушек – антиклинали. Зональность залежи УВ – внизу нефть, выше – газ.
- Нефтяные бассейны, приуроченные к одной структуре – **поле**.
Размеры поля – от 5 до 3000 км². Поле размером 25 км² может содержать 136 000 млн. тонн.

Бассейны - от 0.5 км² до n100 км² с вертик. размером от n10м до n100 м. Обычно располагаются на глубинах от 0.5 до 3 км. Более 6 км-редко.

Давление флюидов p , кг/см² (МПа)

300 (29) 600 (59) 900 (88) 1200 (118)

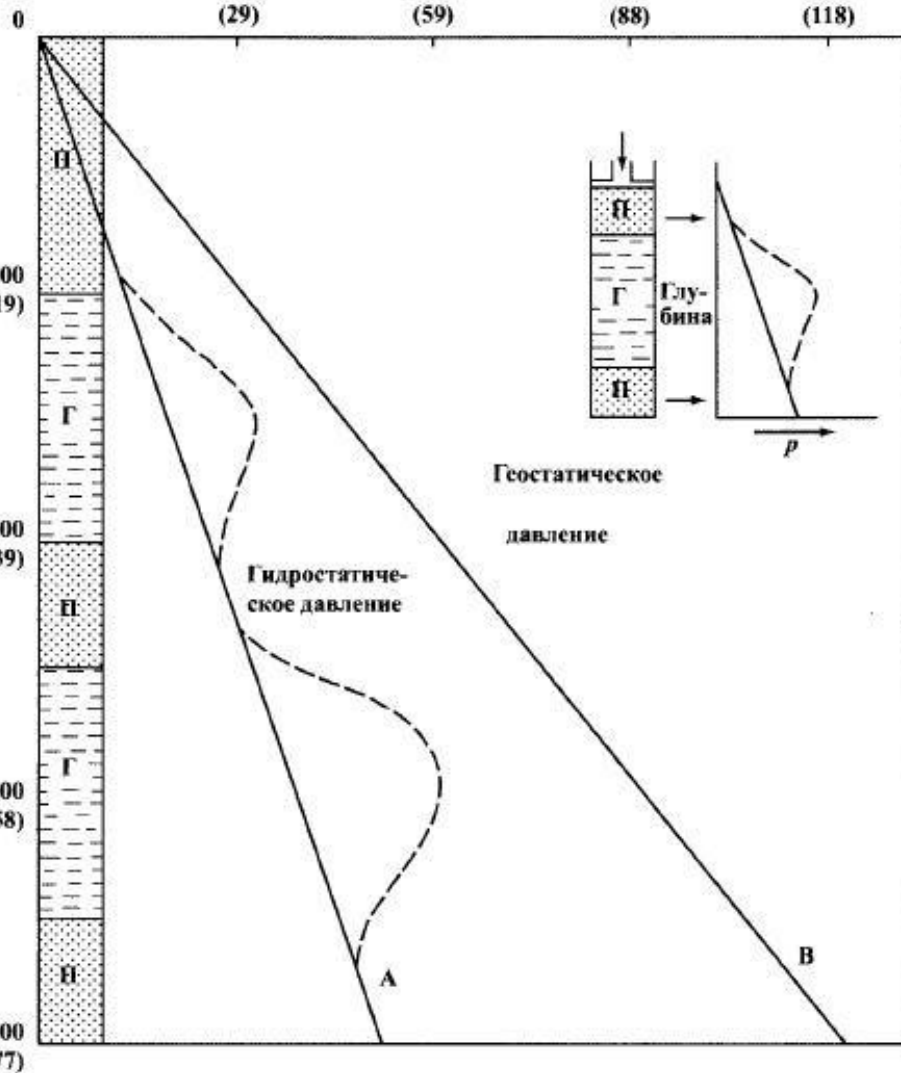


Рис. 11.2. Повышение давления свободной воды с глубиной (по Дж. Ханту).
 Линия А соответствует среднему градиенту гидростатического давления (10,4 кПа/м), характерному для большинства нефтегазоносных территорий.
 Линия В соответствует градиенту геостатического давления (24,4 кПа/м).
 Пунктирная линия показывает изменение давления свободной воды в песчано-глинистой толще (разрез слева).
 В правом верхнем углу рисунка показано изменение давления флюидов в слоях песка (П) и глины (Г), под действием оказываемого на них сверху давления (стрелка).
 В центре глинистого слоя возникает избыточное давление, которое является гидравлическим барьером для движения флюидов. Поэтому флюиды выжимаются вверх и вниз в песчаные слои.

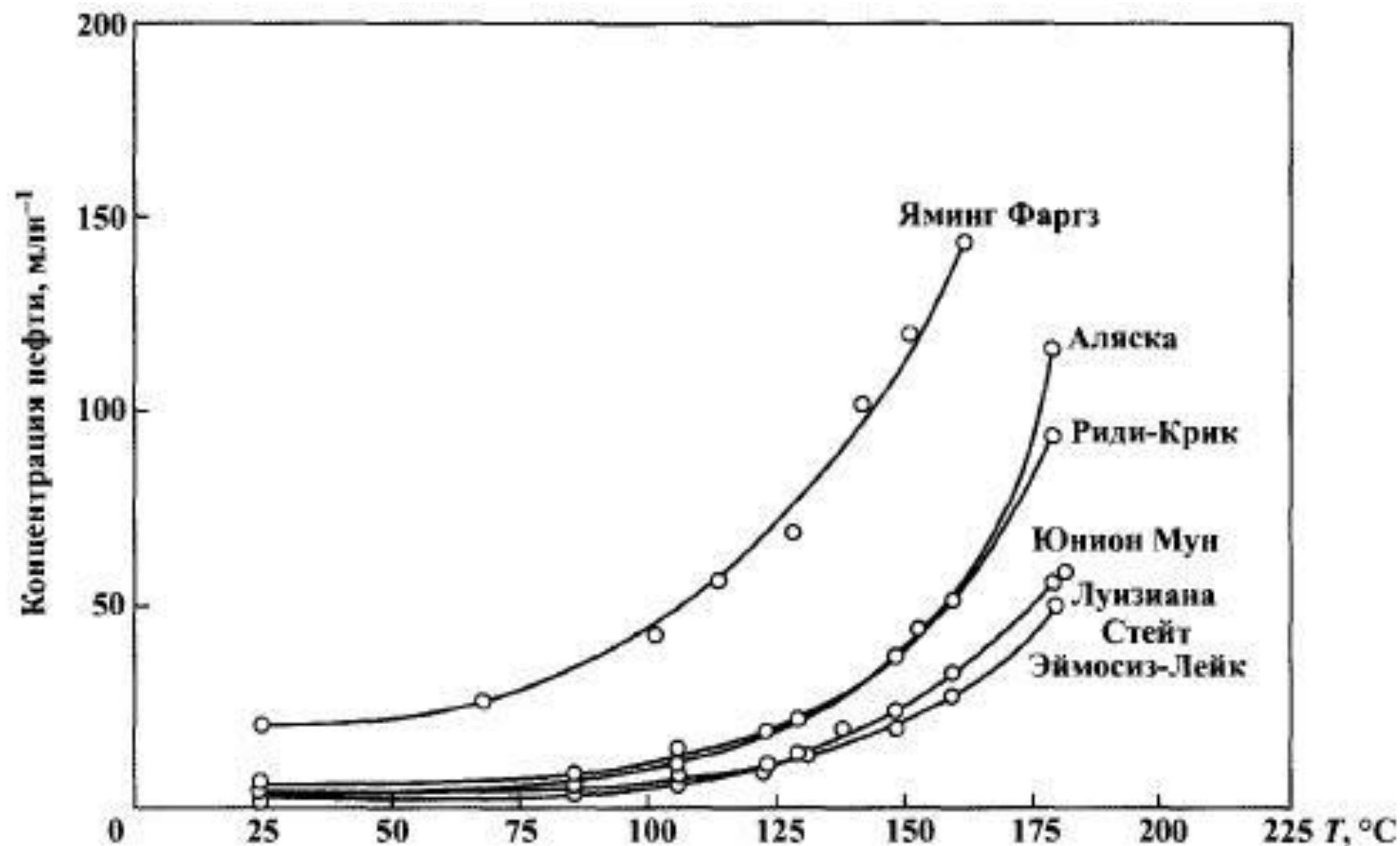


Рис. 11.8. Растворимость в воде сырых нефтей Яминг Фармз и Луизиана Стейт, а также четырех отбензиненных нефтей (фракция 200 °С – конец кипения): Эймозиз-Лейк, Риди-Крик, Аляска и Юнион Мун (по Прайсу)

Вторичная миграция нефти и газа

- Это

Гидродинамические условия

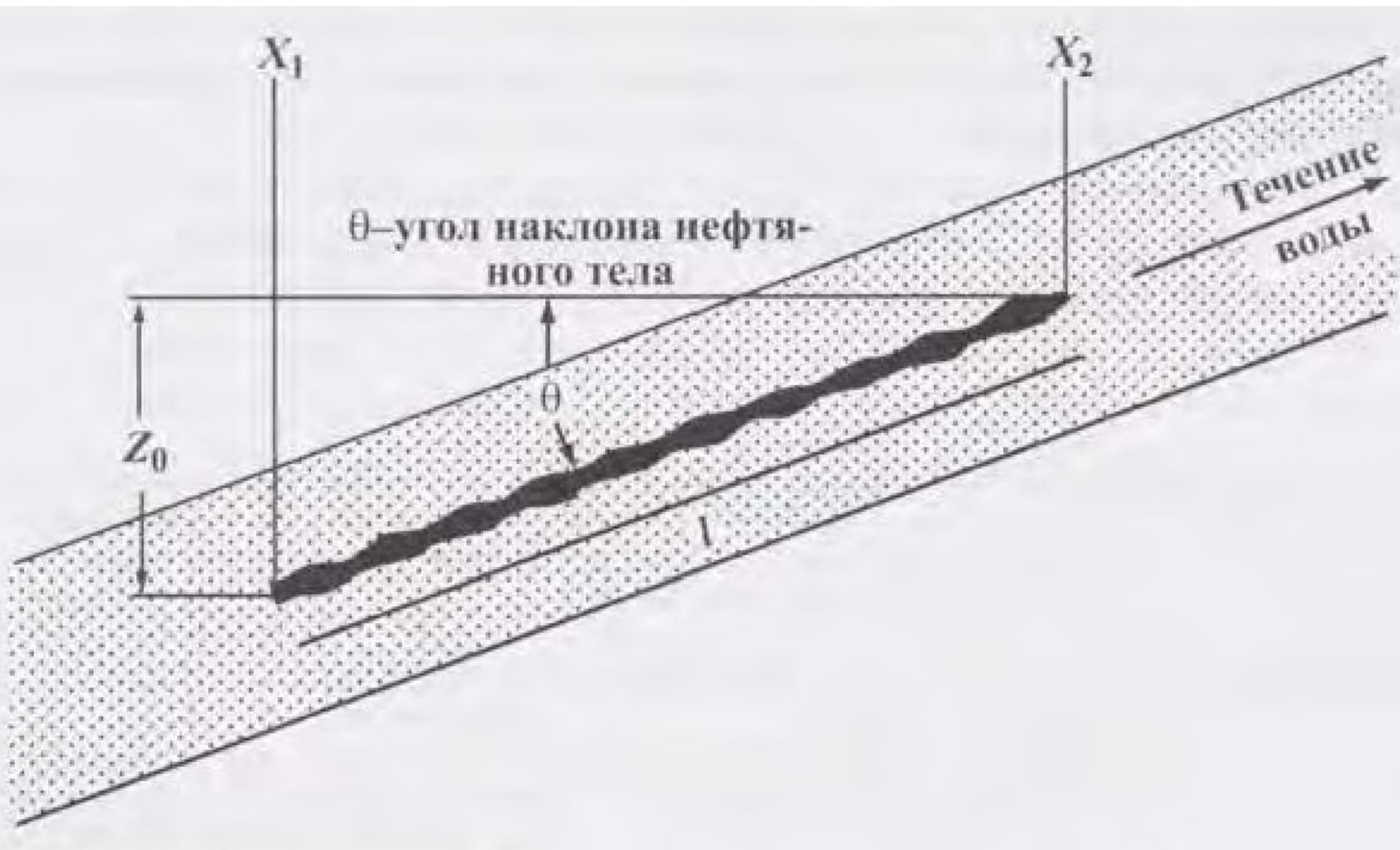
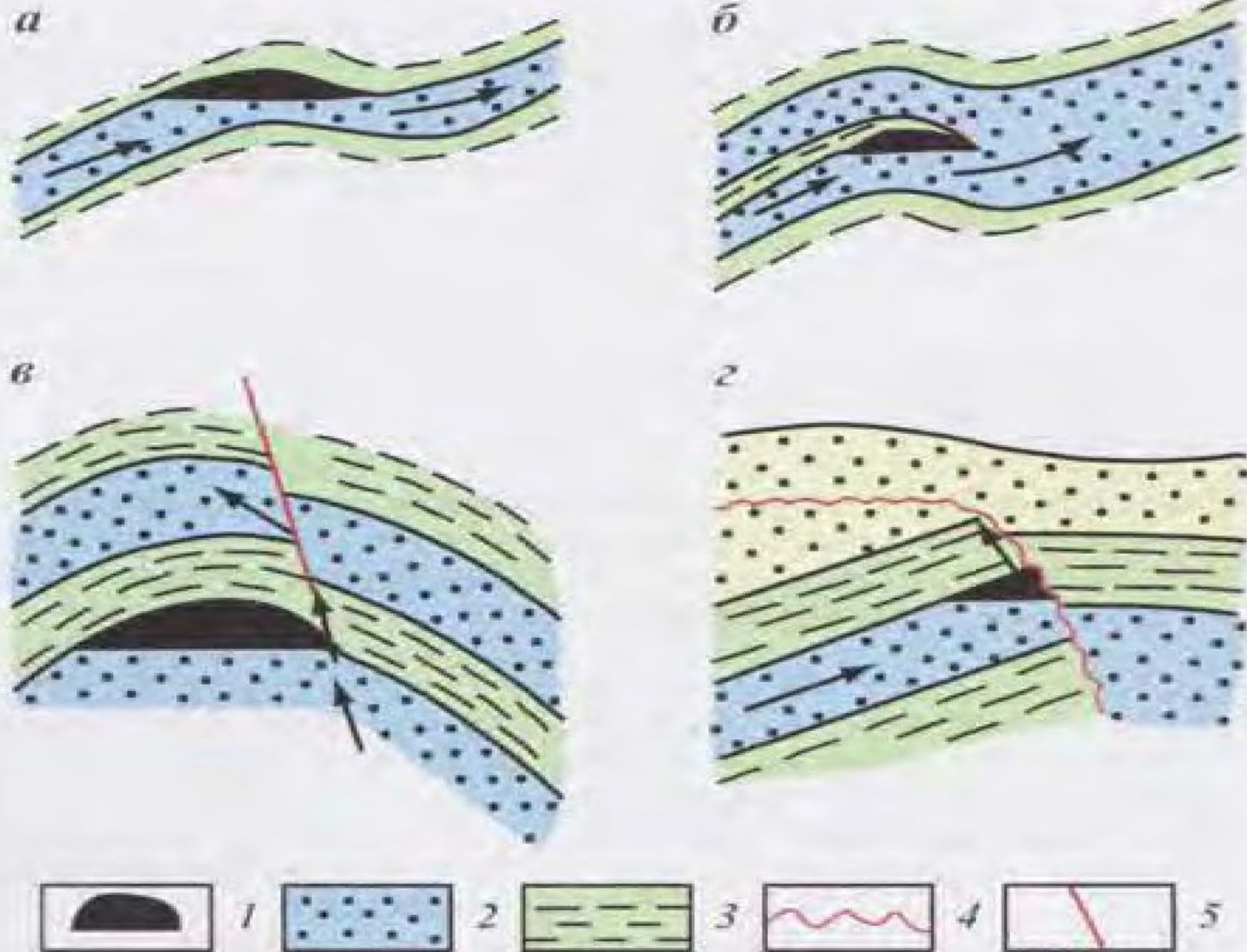


Рис. 11.18. Латеральная (а и б) и вертикальная (в и г) миграция нефти:

1 – залежи нефти; 2 – пласт коллектор; 3 – покрышка (глина); 4 – стратиграфическое несогласие; 5 – разрывные нарушения. Стрелками показано направление миграции нефти



Классификация миграционных процессов по масштабам и форме (характеру) движения

Основные группы по масштабу движения	Основные виды миграции по форме (характеру) движения	Внутрирезервуарная (латеральная) миграция
Локальная миграция	Контролируемая структурными особенностями Контролируемая стратиграфическими особенностями	В пределах отдельных структурных поднятий В связи с местными разрывами на моноклиналях и гомоклиналях В связи с местными литологическими изменениями пород Вдоль поверхностей несогласий при местных перерывах
Региональная миграция	Контролируемая структурными особенностями Контролируемая стратиграфическими особенностями	В связи с региональным наклоном пород В связи с антиклинальными зонами регионального значения Вдоль поверхностей несогласия при региональных перерывах В связи с зонами региональной смены фаций

Таблица 11.2

Классификация миграционных процессов по путям миграции нефти и газа

Принцип классификации	Внерезервуарная миграция (в слабопроницаемых породах)	Внутрирезервуарная миграция (в хорошо проницаемых породах)
По отношению к толщам пород, в которых идет перемещение углеводородов По пути движения	Сквозь мощные толщи разнородных пород Капиллярная Трещинная (по разломам и трещинам)	Внутрипластовая. Внутри мощных толщ, состоящих из многих хорошо проницаемых пород Поровая Трещинная

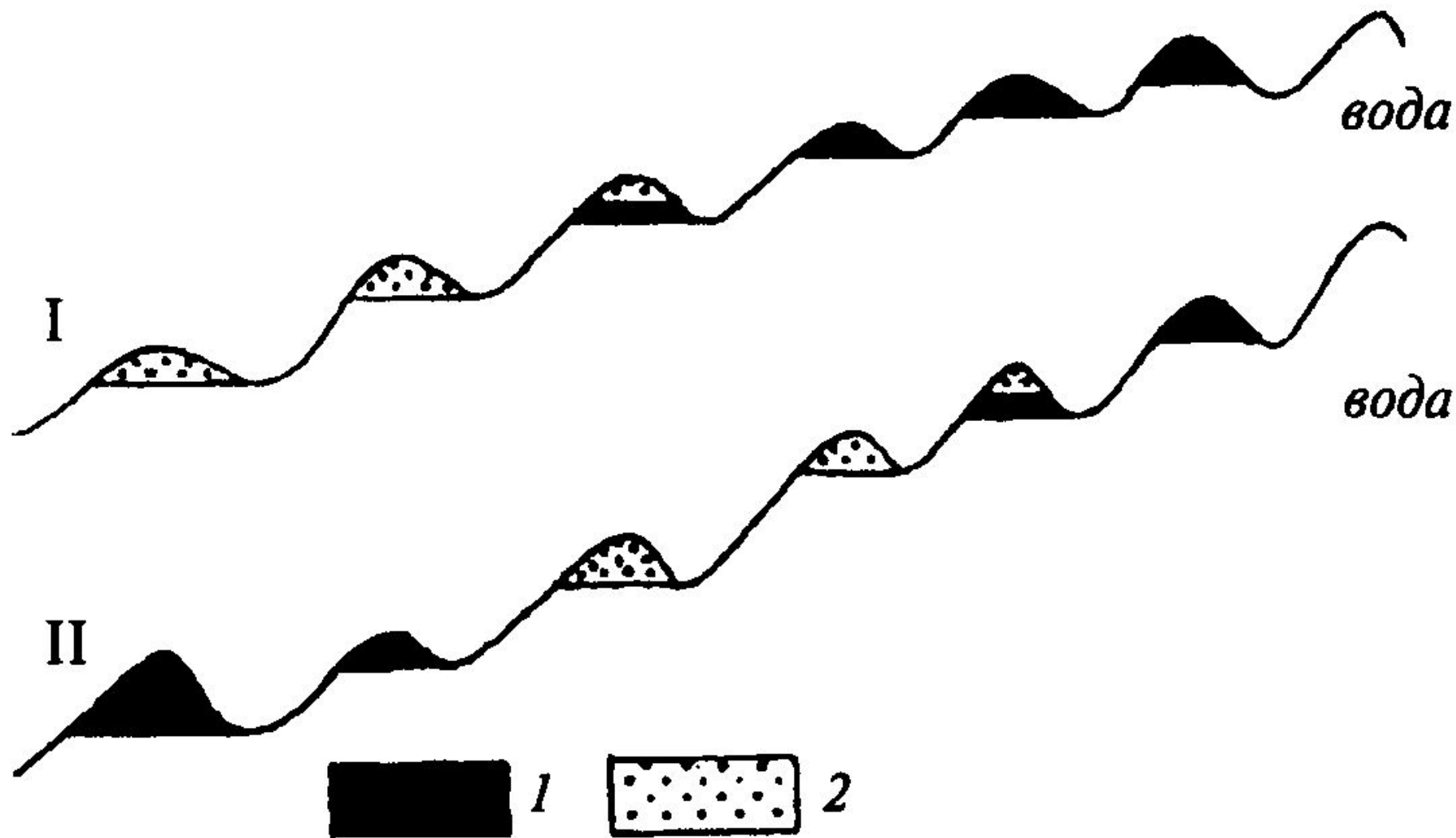
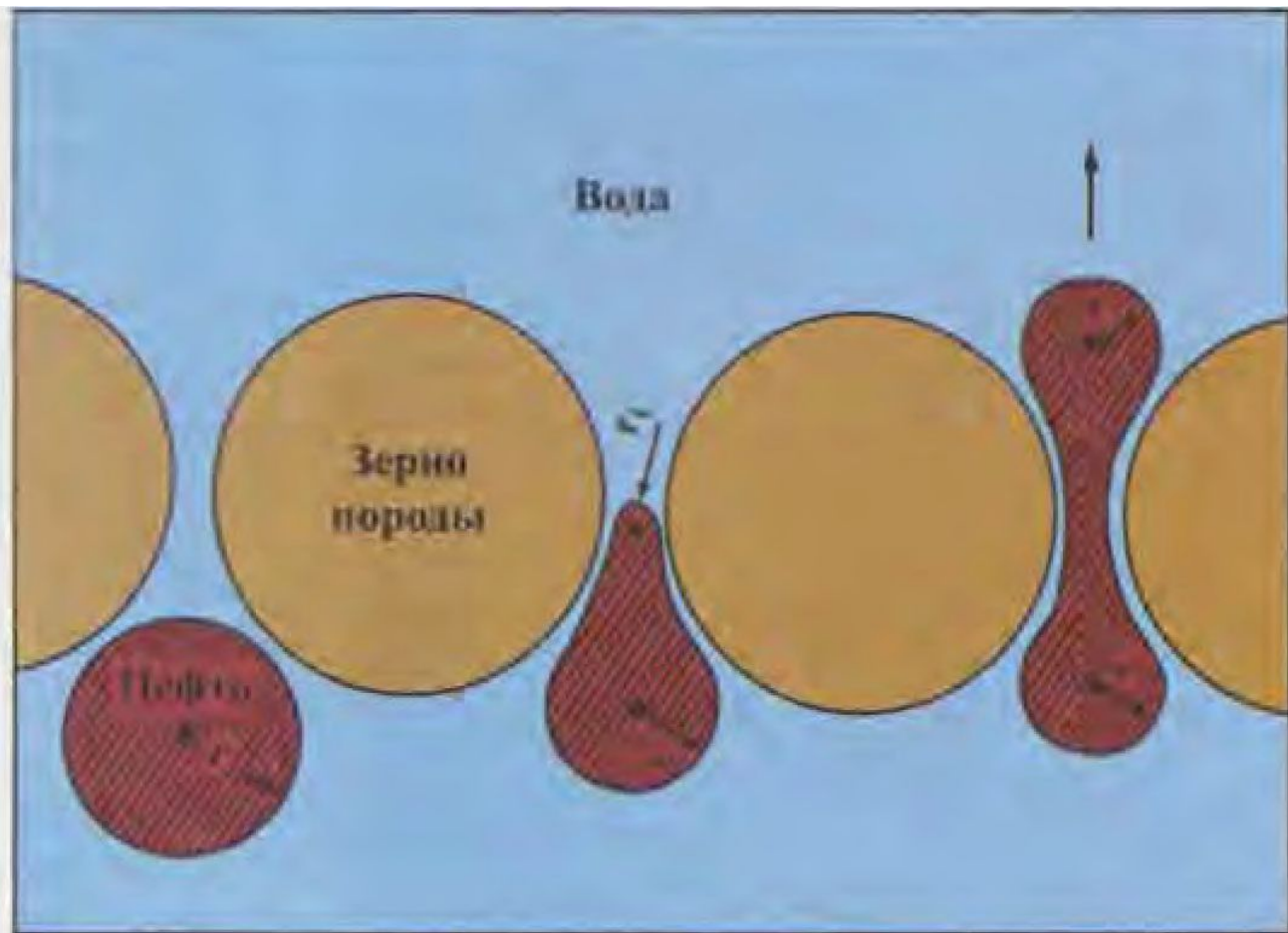
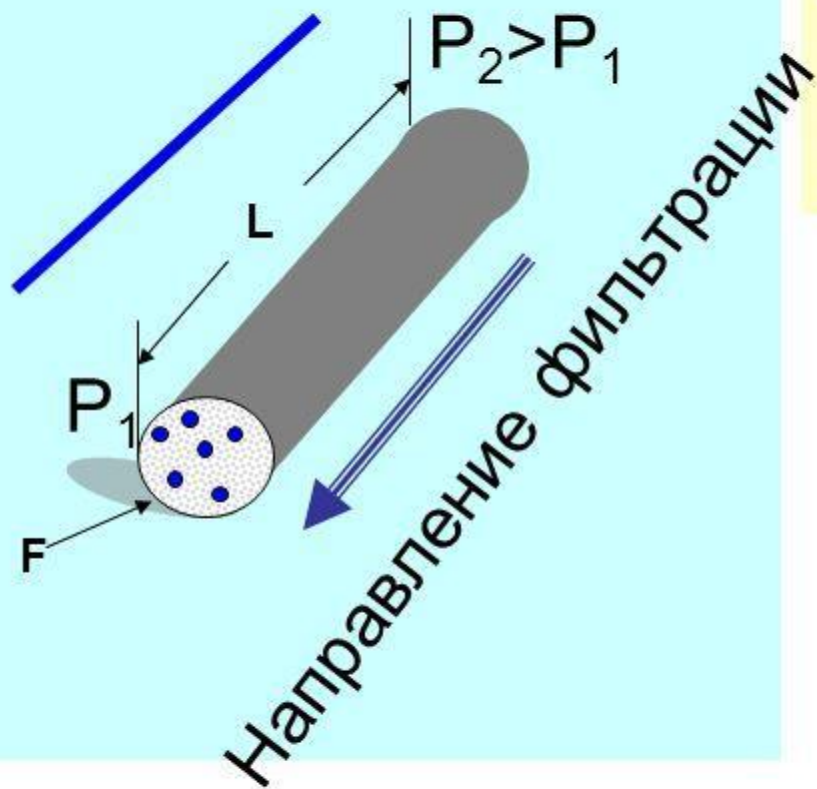


Рис. 5.8. Схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек. I — при пластовом давлении ниже давления насыщения; II — при пластовом давлении выше давления насыщения. 1 — нефть, 2 — газ

Рис. 11.15. Прохождение капельки нефти через поровое пространство (по Р. Бергу с изменениями Б. Тиссо).

Давление (p) в динах на кв. см в капле равно удвоенному напряжению на границе раздела (γ), деленному на радиус капельки (r), т.е. $p = 2\gamma/r$ (r_c и r_p соответственно радиусы сужения капельки нефти)





Проницаемость (permeability)

-свойство горной породы фильтровать через себя флюиды под воздействием градиента давления

$$V = \frac{Q}{F} = K_{пр} \cdot \frac{\Delta P}{\mu \cdot L}$$

V – скорость фильтрации

Q – объемный расход флюида

F – площадь фильтрации

μ – вязкость флюида

$\Delta P/L$ – градиент давления флюида в пласте

$$K_{пр} = \frac{Q}{F} \cdot \frac{\mu \cdot L}{\Delta P}$$

$K_{пр}$ – коэффициент проницаемости

Скорость миграции по Неручеву

$$V_M = [315 \cdot K_{\text{пр}} \cdot K_{\text{ф.пр}} (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \sin \alpha \cdot 10^3] / m \eta,$$

где V_M — скорость миграции, $K_{\text{пр}}$ — проницаемость природного резервуара, $K_{\text{ф.пр}}$ — фазовая проницаемость природного резервуара, $\rho_{\text{в}}$ и $\rho_{\text{н}}$ — соответственно плотность воды и нефти, m — пористость, η — вязкость, α — угол падения пласта.

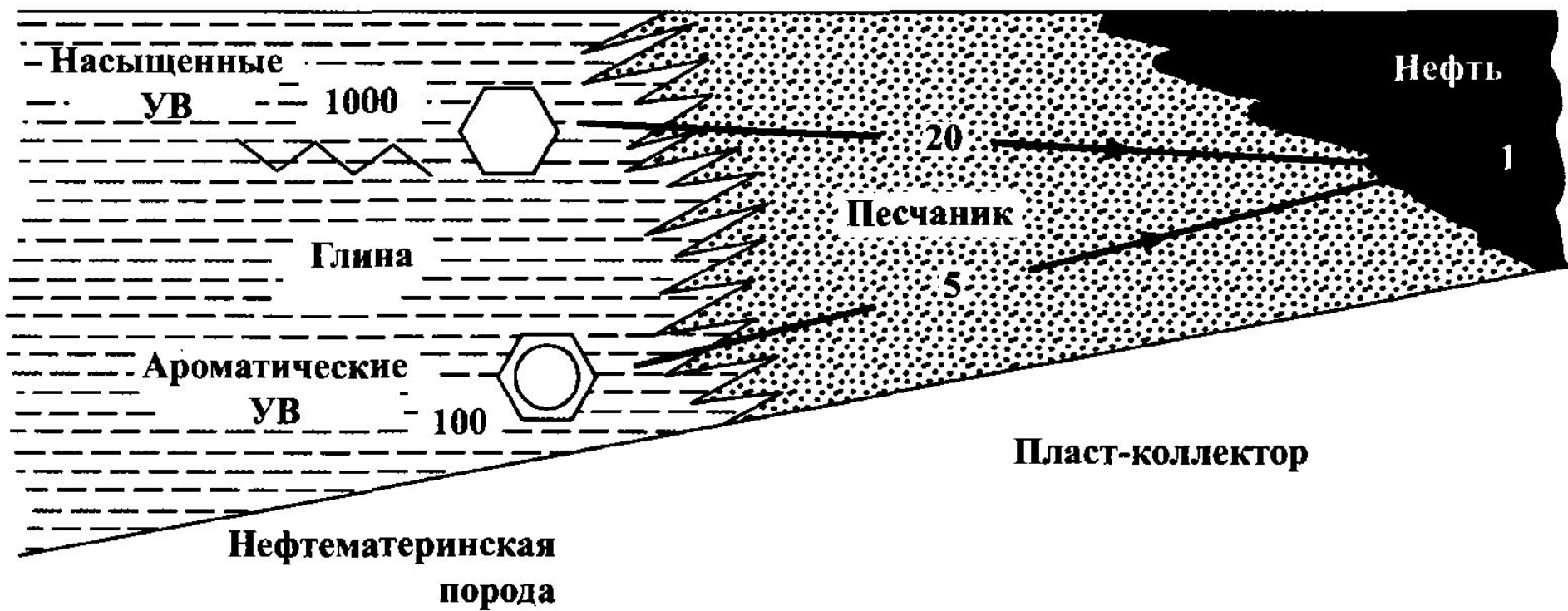
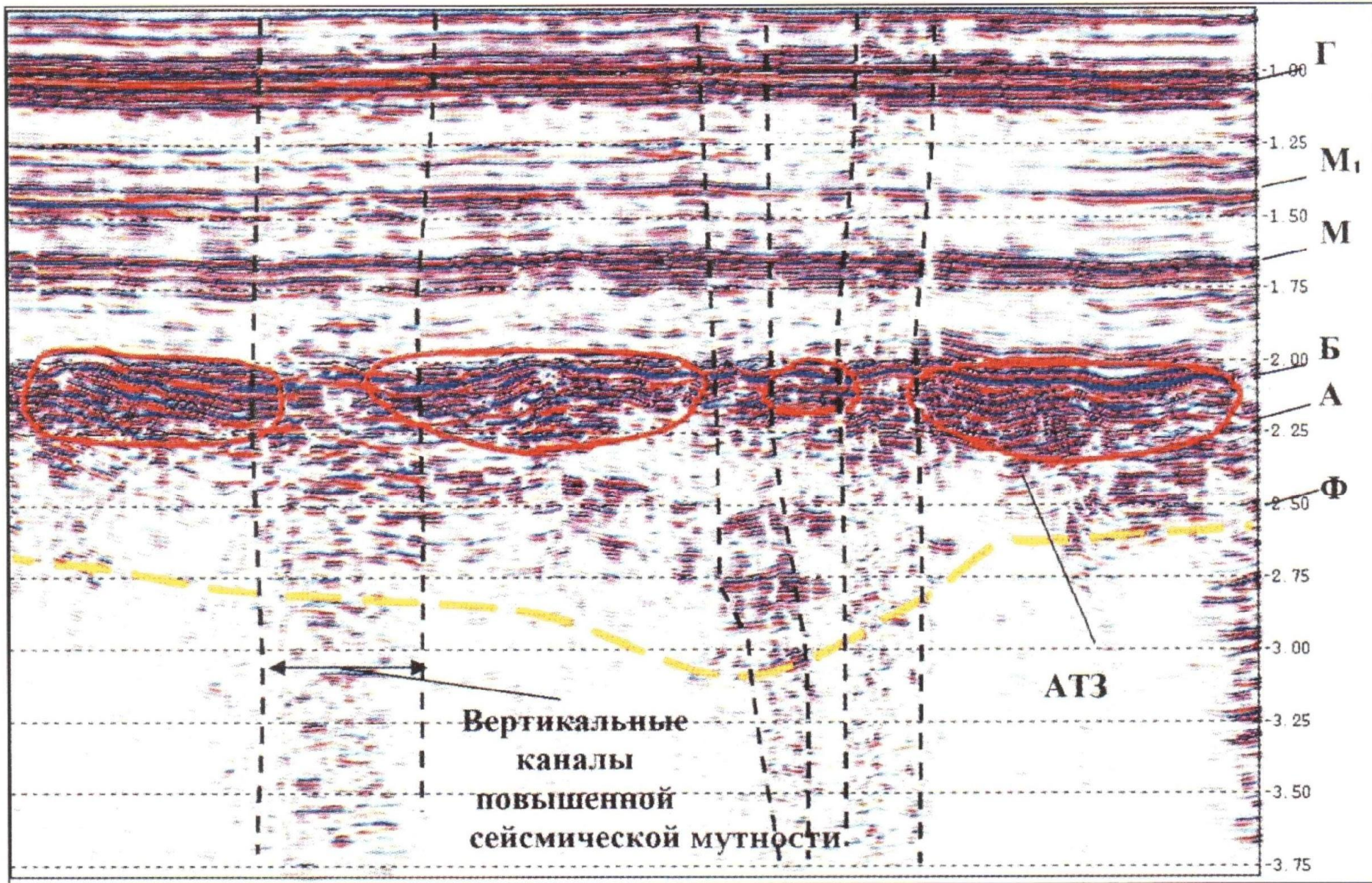
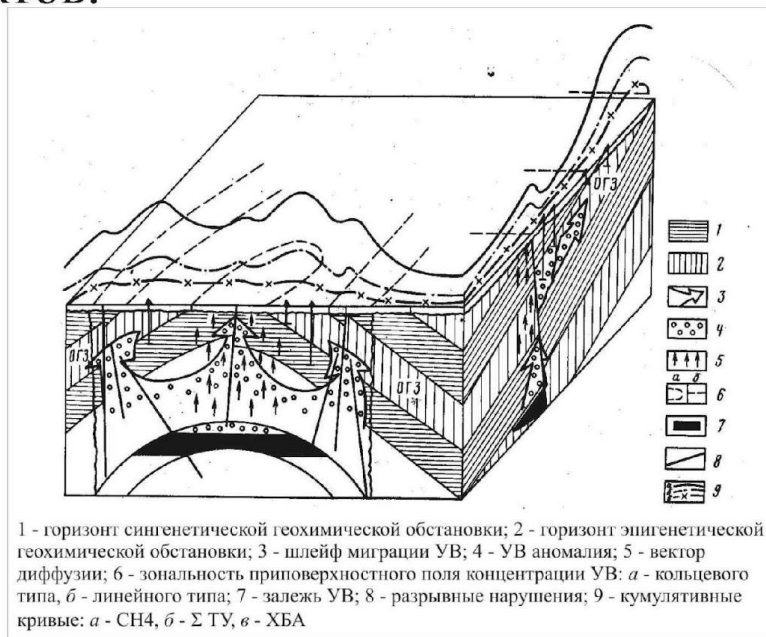


Рис. 11.14. Термодинамическая активность (миграционная способность) насыщенных (метановых и нафтеновых) и ароматических углеводородов (по Дж. Ханту). Цифрами указаны гипотетические значения, характеризующие миграционную способность углеводородов

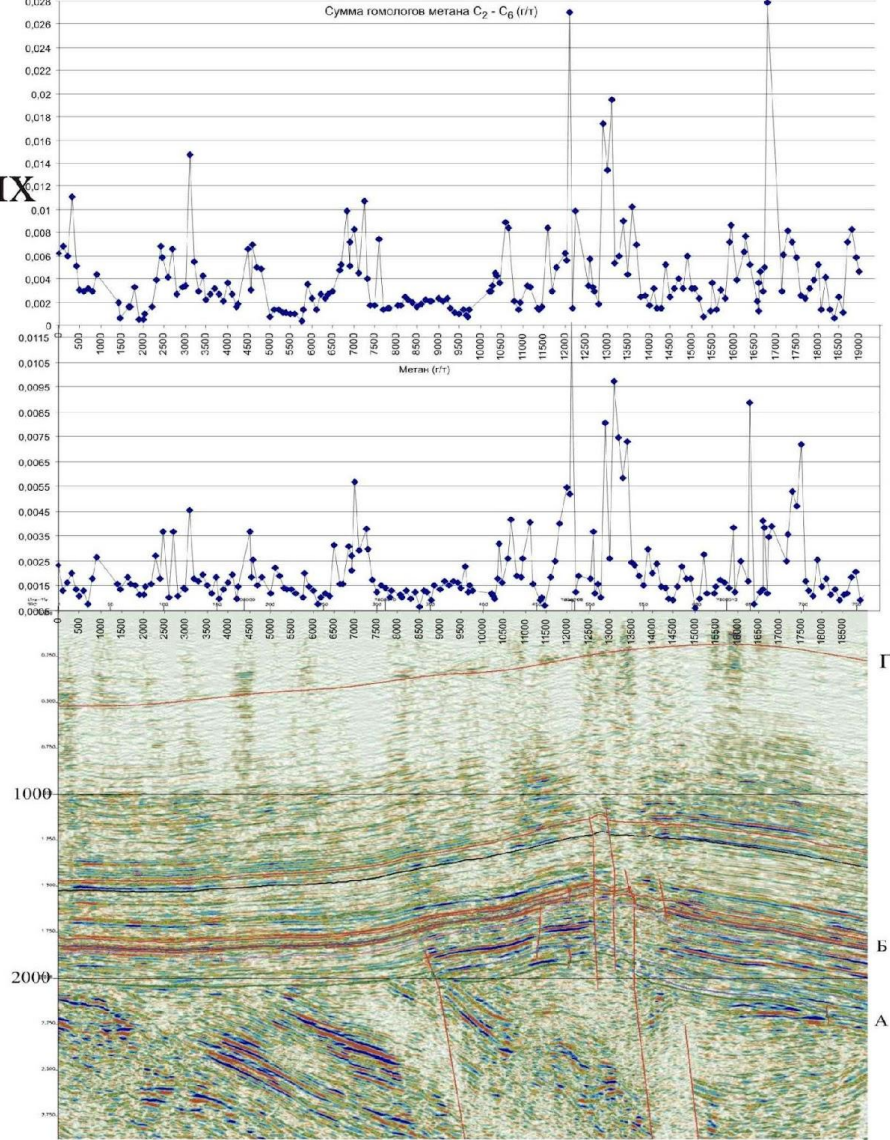
**Расположение вертикальных каналов повышенной сейсмической мутности
относительно волновых аномалий типа «залежь»
(по данным «Севморгео», 2008 г.)**



Детальность НГМППМ УВ достигла уровня, при котором возможно решение не только прогнозно-рекогносцировочных задач (выявление зон активной нефтегенерации), но и задач разведочного характера - обнаружение границ нефтегазоносных геологических объектов.

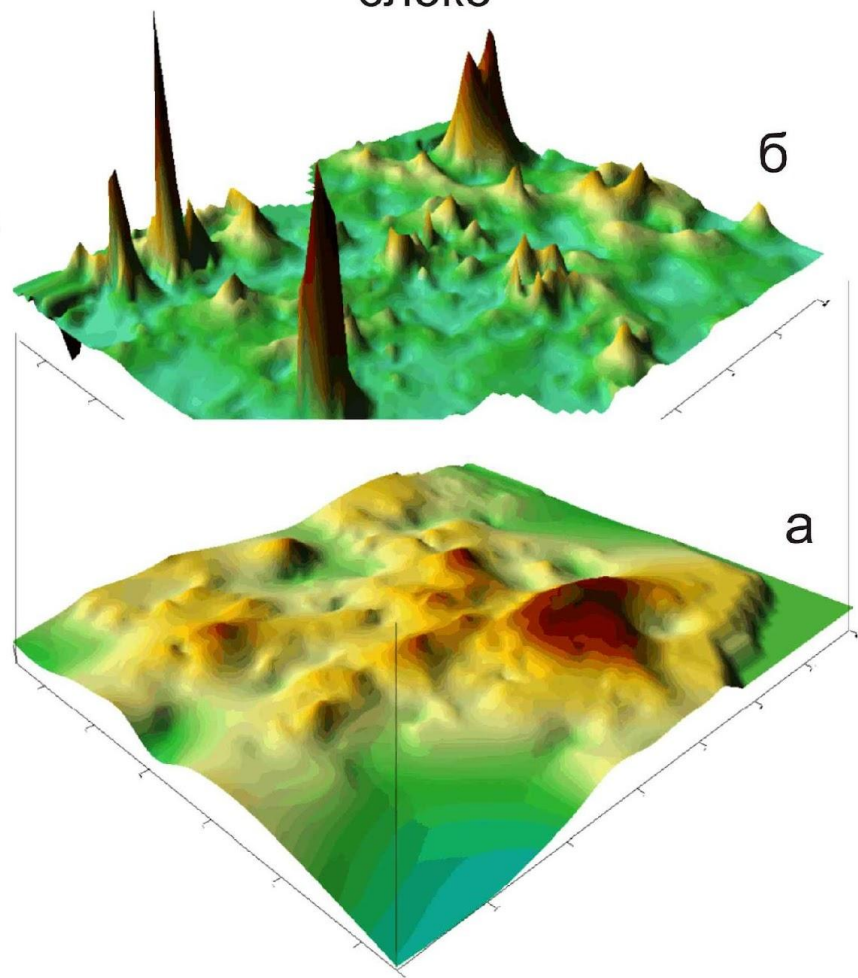


Миграционная модель
ВНИИЯГГ к концу 80-х гг
(по Кузнецову и Петухову, 1987 г.)



Реальное соотношение наземного геохимического поля с особенностями строения осадочного чехла по данным детальной съемки по снегу (2006 г.)

Отражение строения пласта Ю₁ + баз.
в наземных газопроявлениях на
Урненско-Усановском поисковом
блоке



Ряд исследований показал, что прямой количественной зависимости интенсивности и контрастности газопроявлений от нефтегазонасности осадочного чехла в данной точке нет, но существуют определенные закономерности конфигурации геохимического поля относительно продуктивной площади месторождения

а - модель залегания кровли пласта Ю1 по данным сейсморазведки МОВ ОГТ 1998 г.

б - модель распространения УВ-газов (гомологи метана С2 - С6) в снежном покрове