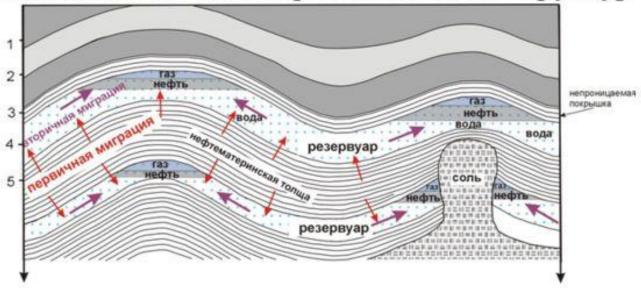
### Формирование скоплений УВ

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.

МуShared

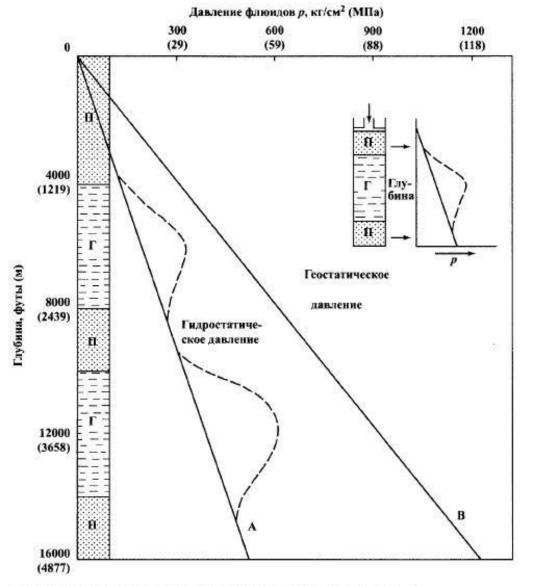


Рис. 11.2. Повышение давления свободной воды с глубиной (по Дж. Ханту). Анния A соответствует среднему градиенту гидростатического давления (10,4 кПа/м), характерному для большинства нефтегазоносных территорий.

**Анния В** соответствует градленту 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 (П), 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

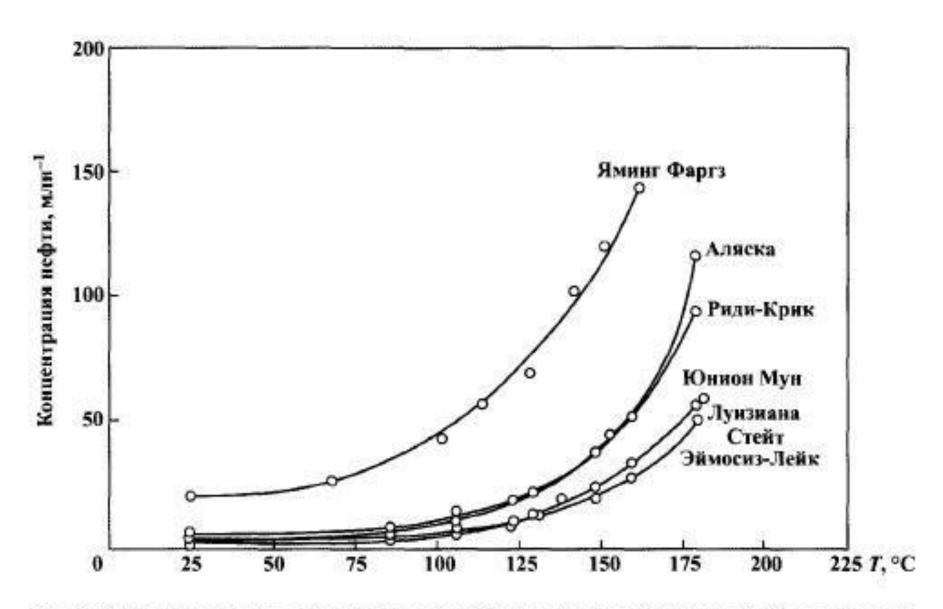


Рис. 11.8. Растворимость в воде сырых нефтей Яминг Фармз и Луизиана Стейт, а также четырех отбензиненных нефтей (фракция 200 °C – конец кипения): Эймосиз-Лейк, Риди-Крик, Аляска и Юнион Мун (по Прайсу)

## Вторичная миграция нефти и газа

• Это

### Гидродинамические условия

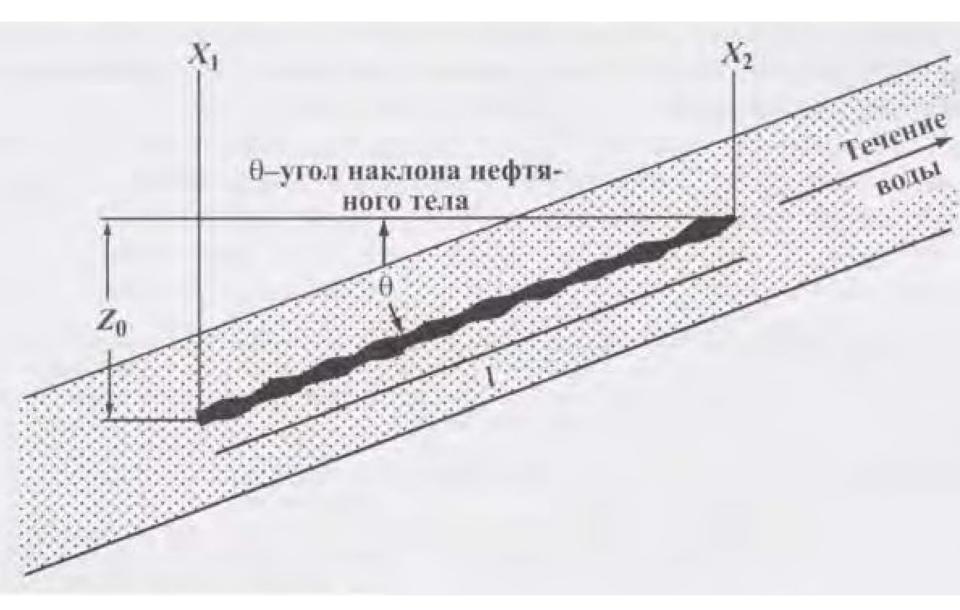
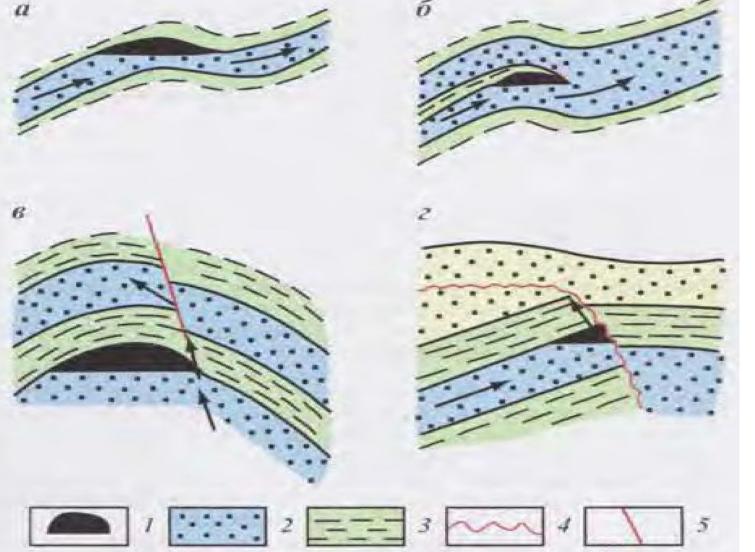


Рис. 11.18. Латеральная (a и  $\sigma$ ) и вертикальная (a и a) миграция нефти:

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 Региональная мигра- ция	Контролируемая структурными особенностями Контролируемая стратиграфическими особенностями 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 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
67/5867,6507 - 10	0.44.0000	

Таблица 11.2 Классификация миграционных процессов по путям миграции нефти и газа

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

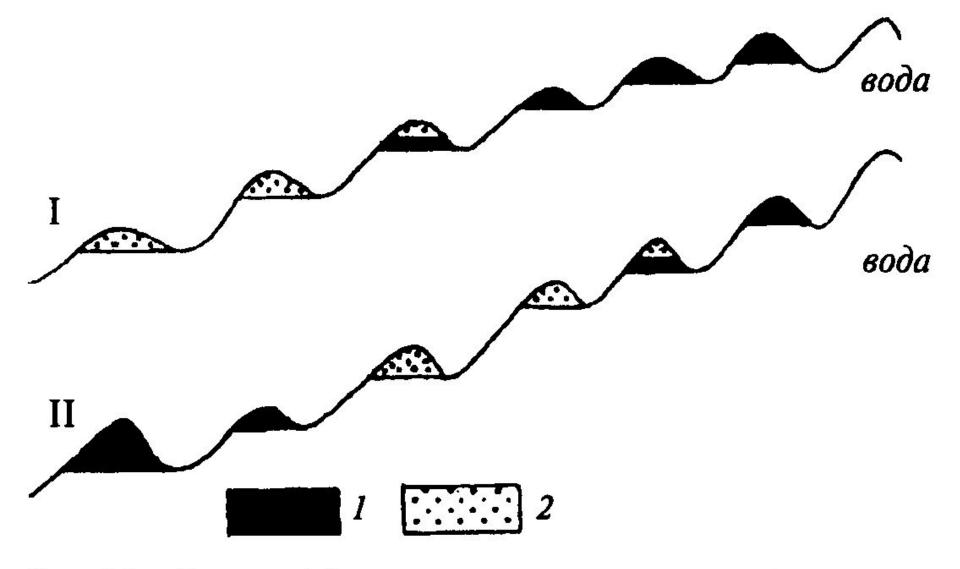
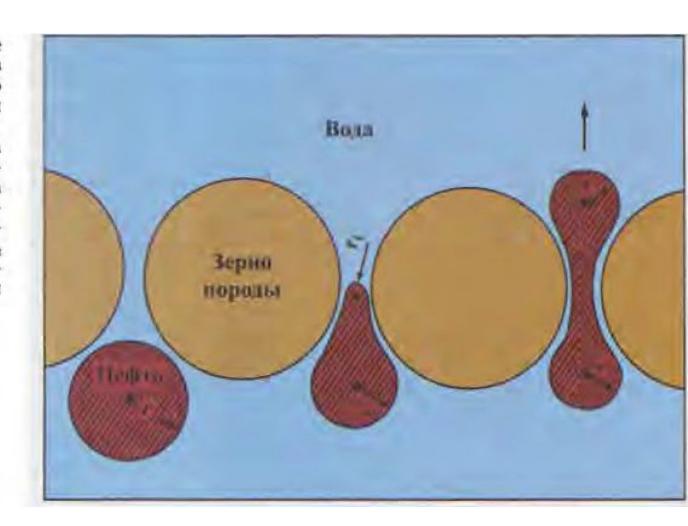


Рис. 5.8. Схема дифференциального улавливания нефти и газа в последовательной цепи ловушек. І — при пластовом давлении ниже давления насыщения; ІІ — при пластовом давлении выше давления насыщения. 1 — нефть, 2 — газ

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 ( $\gamma$ ), деленному на радиус капельки (r), т.е.  $p = 2 \cdot \gamma / r$  ( $r_t$  и  $r_p$  соответственно радиусы сужения капельки нефти)

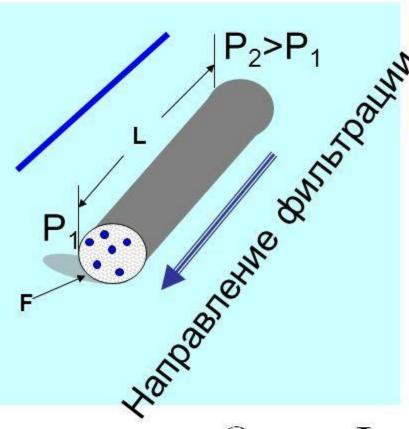






## Линейный закон Дарси





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

#### Проницаемость (permeability)

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

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

V – скорость фильтрации

Q – объемный расход флюида

F – площадь фильтрации

µ – вязкость флюида

ΔP/L – градиент давления флюида в пласте

Кпр – коэффициент проницаемости МуShared

# Скорость миграции по Неручеву

 $V_{M} = [315 \cdot K_{np} \cdot K_{\phi,np} (\rho_{B} - \rho_{H}) \sin\alpha \cdot 103]/m\eta,$ 

где  $V_{\rm M}$  — скорость миграции,  $K_{\rm np}$  — проницаемость природного резервуара,  $K_{\Phi,\rm np}$  — фазовая проницаемость природного резервуара,  $\rho_{\rm B}$  и  $\rho_{\rm H}$  — соответственно плотность воды и нефти, т — пористость,  $\eta$  — вязкость,  $\alpha$  — угол падения пласта.

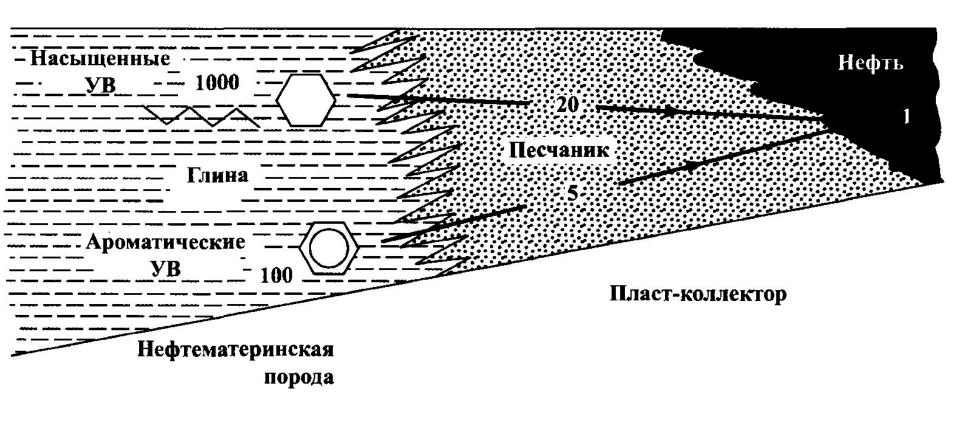
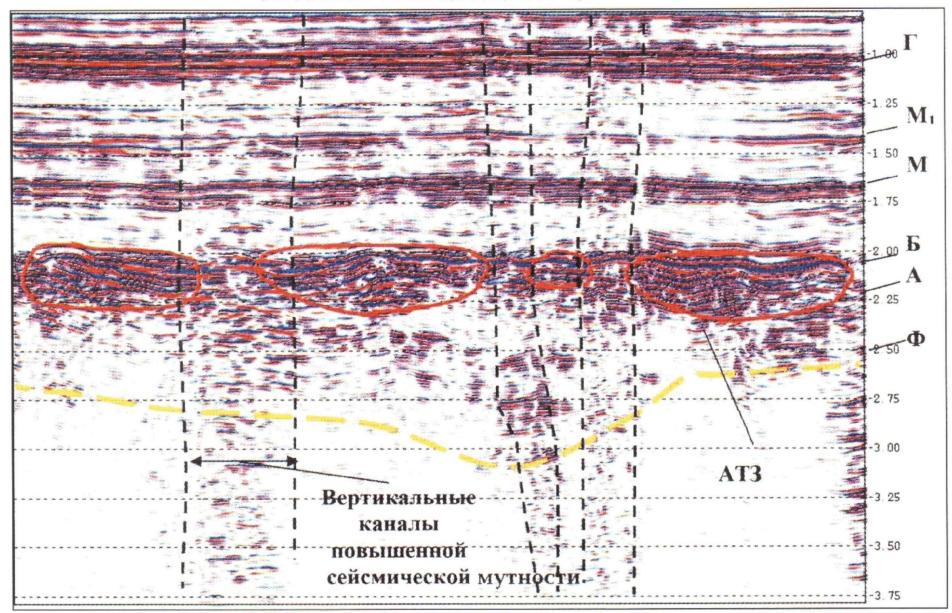


Рис. 11.14. Термодинамическая активность (миграционная способность) насыщенных (метановых и нафтеновых) и ароматических утлеводородов (по Дж. Ханту).

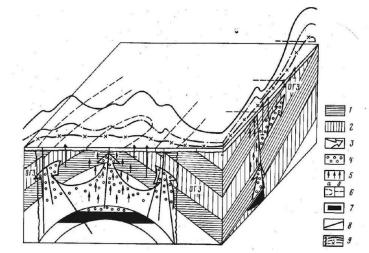
Цифрами указаны гипотетические значения, характеризующие миграционную способность углеводородов

#### Расположение вертикальных каналов повышенной сейсмической мутности относительно волновых аномалий типа «залежь»

(по данным «Севморгео», 2008 г.)

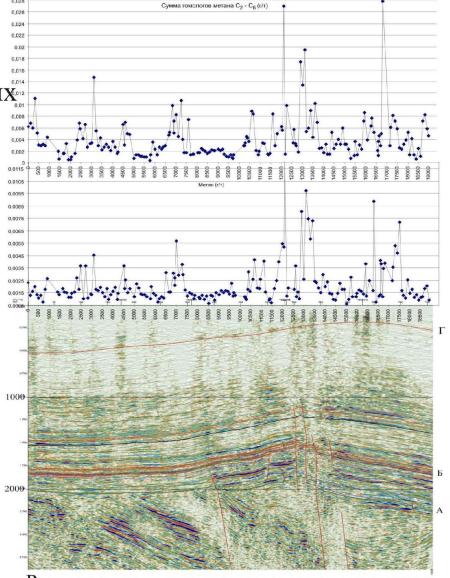


Детальность НГМПМ УВ достигла уровня, при котором возможно решение не только прогнозно-рекогносцировочных задач (выявление зон активной нефтегенерации), но и задач разведочного характера - обнаружение границ нефтегазоносных геологических объектов.



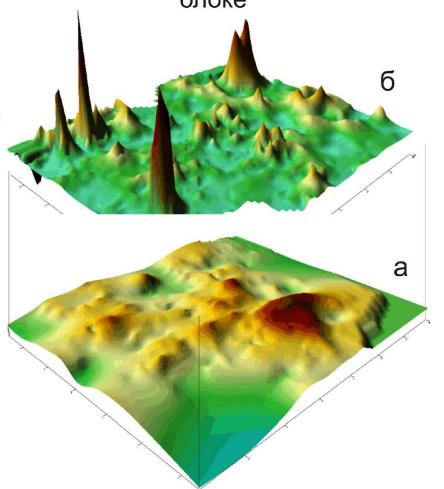
1 - горизонт сингенетической геохимической обстановки; 2 - горизонт эпигенетической геохимической обстановки; 3 - шлейф миграции УВ; 4 - УВ аномалия; 5 - вектор диффузии; 6 - зональность приповерхностного поля концентрации УВ: a - кольцевого типа,  $\delta$  - линейного типа; 7 - залежь УВ; 8 - разрывные нарушения; 9 - кумулятивные кривые: a - CH4,  $\delta$  -  $\Sigma$  TУ,  $\delta$  - XБА

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 нефтегазоносности 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