

КРАТКИЕ СООБЩЕНИЯ

УДК 550.834.5

В. Г. Быков, Ф. А. Воробьев

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
НА ФОРМУ СЕЙСМИЧЕСКОГО ИМПУЛЬСА

На основе модели трехфазной среды рассчитываются динамические характеристики песчаников, насыщенных нефтью и метаном, нефтью и водой, а также водой и воздухом. Учитывается как поглощение сейсмических волн за счет движения смеси жидкости и газа относительно минеральных зерен песчаника, так

В последнее время при поисках нефтегазовых месторождений все большее внимание уделяется прямым методам геофизической разведки, так как около 70% обнаруженных антиклинальных структур оказываются непродуктивными [9]. Применение сейсморазведки для поисков нефти и газа связано с эмпирически установленным отличием физических параметров нефтегазоносных залежей от пластов, не содержащих углеводородов. Насыщение коллектора пласта нефтью и газом существенно изменяет скорость и поглощение сейсмических волн, плотность. Как показывают лабораторные и полевые эксперименты [1, 10], наличие в пласте газа либо нефти и газа уменьшает скорость распространения продольных волн на 10—20% по сравнению с таковой при наличии в коллекторе воды. Очень важно то обстоятельство, что залежь углеводородов отличается по своим свойствам от водонасыщенной части того же пласта. В работе [3] отмечено, что скорости сейсмических волн в нефтегазовых залежах для всех исследованных месторождений в среднем на 17% (или 500 м/с) меньше, чем в водонасыщенных пластах за контуром залежи. Коэффициент поглощения в области залежи в 1,5—14 раз выше, чем вне ее. Кроме того, насыщение пласта нефтью уменьшает плотность в объеме залежи по сравнению с плотностью в части коллектора, насыщенной водой, на 0,05—0,1, а насыщенного газом, на 0,1—0,3 г/см³ [10].

Одним из методов, применяемых в сейсморазведке для выявления залежей, является анализ амплитудных кривых отраженных волн с целью обнаружения повышенного поглощения. В связи с этим в настоящей работе предпринята попытка установить изменения, происхо-

и диссипация энергии в скелете. Полученные результаты сравниваются с данными лабораторных и полевых экспериментов. Показано различное влияние нефтегазовых залежей и водонасыщенных пластов на форму сейсмического импульса.

дующие с сейсмическим импульсом, распространяющимся в пористой среде, насыщенной водой и воздухом, нефтью и метаном.

Для выяснения и анализа зависимости формы импульса от типа флюида, заполняющего поры, воспользуемся теорией Френкеля-Био-Столла [8], учитывающей вязко-инерционный эффект и диссипацию в скелете. Для учета неоднородности флюида применим предложенный Мочизуки [12] способ расчета эффективных параметров смеси жидкости и газа. При исследовании динамических характеристик среды не учитывалось взаимодействие жидкой и газовой фаз, которое, как показано в [11], приводит к аномально высоким коэффициентам поглощения. Следует также отметить, что модель не позволяет использовать удельную поверхность пор, важность которой обсуждается в работе [7].

Математически модель описывается следующим соотношением для комплексного волнового числа $\bar{k}(\omega)$:

$$\left| \begin{array}{cc} \bar{H}\bar{k}^2 - \rho_b\omega^2 & \rho_f\omega^2 - \bar{J}\bar{k}^2 \\ \bar{J}\bar{k}^2 - \rho_f\omega^2 & \rho_c\omega_0 - \bar{k}\bar{L} - i\omega \frac{\mu_f}{k} F(\omega) \end{array} \right| = 0, \quad (1)$$

где $\rho_f = s\rho_l + (1-S)\rho_g$; $\rho_b = (1-m)\rho_s + m\rho_f$;
 $\rho_a = r(1-m)\rho_f$; $\rho_c = (\rho_f + \rho_a/m)/m$; $r = \frac{1}{2} + \frac{9}{4} \sqrt{\frac{v_f}{b\omega^2}}$; $\frac{1}{\mu_f} = \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_l}{\mu_l}$; $\bar{k} = k(\omega) = \frac{\omega}{V_p(\omega)} - i\alpha_p(\omega)$. Здесь ρ_l, ρ_g, ρ_s — плотность жидкости, газа и зерен соответственно; m, k, s — пористость, проницаемость и степень насыщения пор жидкостью; b — радиус зерен песчаника; k_l, k_g — относительная проницаемость жидкости и газа; μ_l, μ_g — вязкость жидкости и газа; v_f — кине-

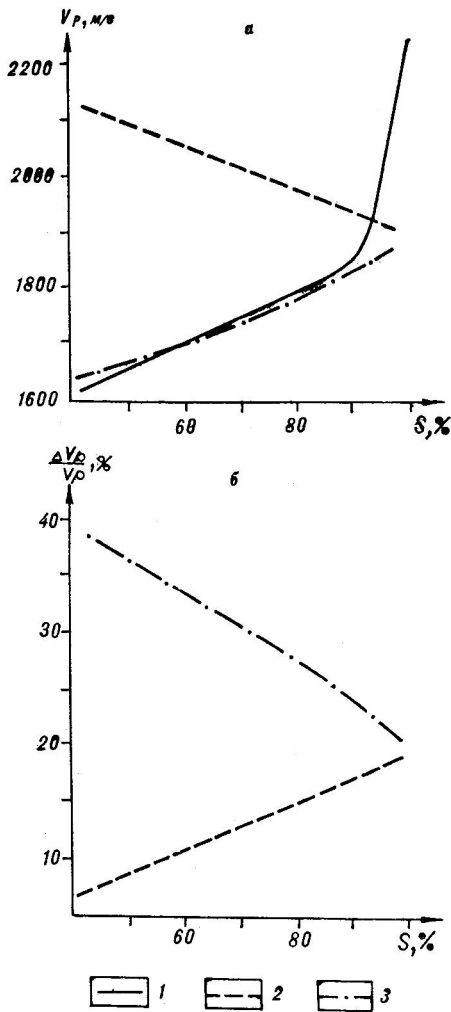


Рис. 1. Зависимость скорости продольных волн (а) и изменения скорости в нефтегазовых и нефтеводных средах по отношению к скорости в полностью водонасыщенной среде (б) от степени насыщения. 1, 2, 3 — смесь воды и воздуха, нефти и воды, нефти и метана соответственно (процентное содержание в порках: 1 — воды, 2, 3 — нефти).

матическая вязкость смеси; G, \bar{H}, J, L — модули упругости; $F(\omega)$ — функция частотной коррекции; $V_p(\omega), \alpha_p(\omega)$ — скорость и коэффициент поглощения продольной волны.

Решение уравнения (1) дает численные значения скорости и коэффициента поглощения продольных сейсмических волн. Расчеты проводились в диапазоне частот $10-10^8$ Гц. Необходимые для вычислений физические параметры веществ взяты в [2, 12] и имеют следующие значения: вода — $\rho_l = 10^3 \text{ кг/м}^3$; $c_l = 4,7 \cdot 10^{-10} \text{ м}^2/\text{Н}$; $\mu_l = 1,02 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$; воздух — $\rho_g = 1,285 \text{ кг/м}^3$; $c_g = 7,049 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{Н}$; $\mu_g = 1,62 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$; нефть — $\rho_l = 0,75 \times 10^3 \text{ кг/м}^3$; $c_l = 10^{-9} \text{ м}^2/\text{Н}$; $\mu_l = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}$; метан — $\rho_g = 0,06 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$; $c_g = 1,67 \cdot 10^{-8} \text{ м}^2/\text{Н}$; $\mu_g = 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$; песчаник — $\rho_s = 2,65 \cdot 10^3$; $c_s = 2,484 \cdot 10^{-11} \text{ м}^2/\text{Н}$; $G = 1,43 \cdot 10^9 \text{ Н/м}^2$; $m = 0,23$;

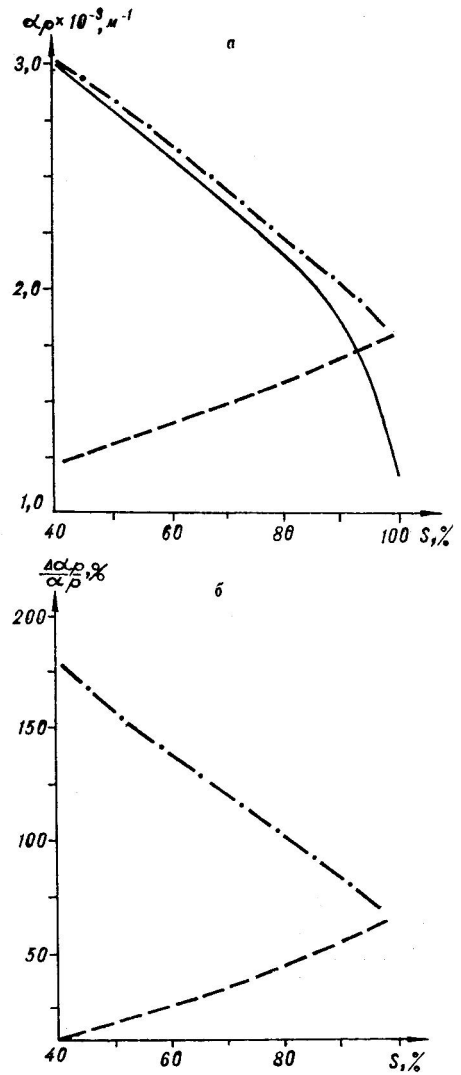


Рис. 2. Зависимость коэффициента поглощения (а) и изменения поглощения в нефтегазовых и нефтеводных средах по отношению к поглощению в полностью водонасыщенной среде (б) от степени насыщения. Усл. обозн. те же, что на рис. 1.

$k = 7,13 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$; $b = 1,75 \cdot 10^{-4} \text{ м}$. c_l, c_g, c_s — сжимаемость жидкости, газа и минерального скелета соответственно. Значения $k_l, k_g, \nu_l/2\pi b^2$ определялись по графикам, приведенным в [12]. Функция коррекции $F(\omega)$ вычислялась по формулам, представленным в [4]. Декременты затухания в скелете принимались равными 0,07. Вычисления проводились на ЭВМ ЕС-1052.

Проанализируем результаты расчетов.

1. С увеличением степени насыщения пор водой от 40 до 100% скорость продольных волн $V_{вв}$ в диапазоне 10^2-10^3 Гц увеличивается от 1617 до 2264 м/с (рис. 1, а); коэффициент поглощения $\alpha_{вв}$ при $f = 100$ Гц уменьшается от $3,1 \cdot 10^{-3}$ до $1,1 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}$ (рис. 2, а). При нефтенасыщении песчаника от 40 до 100% и

вытеснении из его пор метана скорость сейсмических волн $V_{\text{нм}}$ в том же частотном диапазоне увеличивается от 1622,4 до 1890,7 м/с (см. рис. 1, а), коэффициент поглощения $\alpha_{\text{нм}}$ при этом на частоте 100 Гц уменьшается от $3,1 \cdot 10^{-3}$ до $1,81 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}$ (см. рис. 2, а). Для нефтеводяного контактного слоя (в котором происходит вытеснение минерализованной воды) значения скорости $V_{\text{вв}}$ и коэффициенты поглощения $\alpha_{\text{вв}}$ (при тех же условиях) в зависимости от степени насыщения коллектора нефтью будут изменяться в пределах от 2124,2 до 1890,7 м/с и от $1,23 \cdot 10^{-3}$ до $1,81 \cdot 10^{-3} \text{ м}^{-1}$ соответственно (см. рис. 1, а, 2, а).

На рисунках 1, б и 2, б приведено изменение скорости $\frac{\Delta V}{V} = \frac{V_{\text{в}} - V_{\text{нм,нв}}}{V_{\text{нм,нв}}}$ и коэффициента поглощения $\frac{\Delta \alpha}{\alpha} = \frac{\alpha_{\text{нм,нв}} - \alpha_{\text{в}}}{\alpha_{\text{в}}}$ по отношению

к этим же параметрам полностью водонасыщенной среды. При увеличении S от 40 до 100% скорость в нефтегазовой залежи меньше скорости в водоносном пласте на 40–20%, поглощение же больше на 18,2–64,5%. В пределах нефтеводяного контакта $V_{\text{вв}}$ меньше $V_{\text{в}}$ на 6,6–19,7%, а $\alpha_{\text{вв}}$ больше $\alpha_{\text{в}}$ на 11,8–64,5% (см. рис. 1, б, 2, б). Рассчитанные величины скоростей и коэффициентов поглощения и различие их значений в контуре залежи и вне контура удовлетворительно согласуются с приведенными выше экспериментальными данными.

Необходимо отметить, что при сильной газонасыщенности нефти и воды скорость и поглощение в продуктивной залежи и водоносных пластах до некоторой степени насыщения мало различимы, что по-видимому, связано с сильной сжимаемостью газов и своеобразным сочетанием значений плотности и вязкости. Кроме того, при определенном процентном соотношении нефти и метана, воды и воздуха в смеси различные среды, что видно из рис. 1, а, 2, а, могут иметь одинаковые значения скорости и поглощения. Однако, как отмечено в [6], в нефти содержится значительно больше растворенных газов, нежели в пластовой воде. Поэтому полученные совпадения значений динамических характеристик нефтегазовых залежей и водоносных пластов, по-видимому, довольно редки, хотя иногда и наблюдаются в естественных условиях [3, 5]. Это обстоятельство затрудняет применение значений скоростей и коэффициентов поглощения в качестве диагностических признаков залежи и может привести к ошибочным выводам.

2. Скорости сейсмических волн в водонасыщенных пластах при изменении частоты от 10^2 до 10^8 Гц увеличиваются незначительно. При наличии в коллекторе смеси нефти и метана

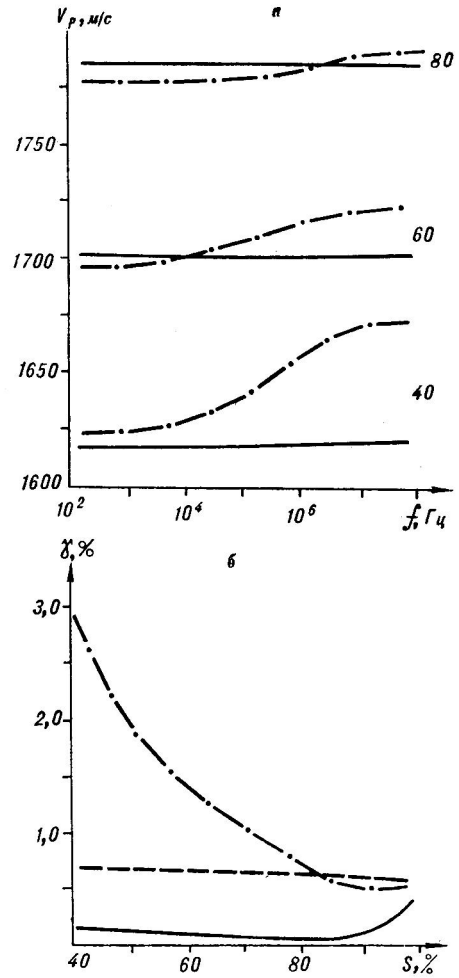


Рис. 3. Зависимость скорости продольных волн от частоты (а) и дисперсии от насыщения (б). Усл. обозн. те же, что на рис. 1.

скорость продольных волн в диапазоне 10^2 – 10^8 Гц значительно возрастает, наибольшее изменение получено при 40% насыщении пор нефтью (рис. 3, а). Максимальная дисперсия $\gamma = (V_{\infty} - V_0)/V_0$ наблюдается в нефтегазонасыщенной среде и в зависимости от насыщения меняется от 3 до 0,52% (см. рис. 3, б). В водонасыщенной среде дисперсия незначительна и достигает наибольшего значения $\gamma = 0,42\%$ при полном насыщении водой. В нефтеводяном контактном слое дисперсия почти постоянна и равна в среднем 0,65%.

3. Декремент затухания продольных волн $\delta_p = \alpha_p \cdot V_p/f$ в нефтегазовой залежи сильно зависит от частоты (рис. 4). С увеличением насыщения песчаника нефтью δ_p уменьшается. В водонасыщенной среде с частичным заполнением воздухом δ_p почти не зависит от частоты во всем диапазоне частот.

В водонефтяном слое δ_p подчиняется нелинейному закону и возрастает при увеличении насыщения нефтью.

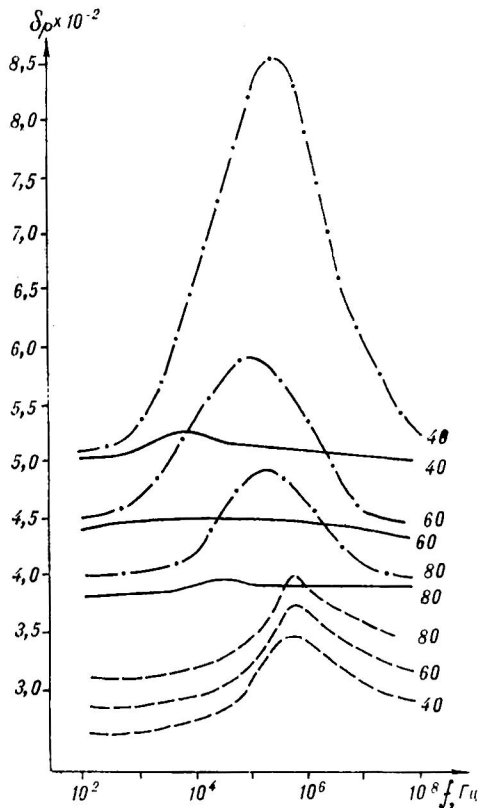


Рис. 4. Зависимость декремента поглощения от частоты. Цифрами обозначено процентное содержание жидкости в порах. Усл. обозн. те же, что на рис. 1.

4. Плотность нефтегазонасыщенной среды в зависимости от степени насыщения метаном по сравнению с плотностью полностью водонасыщенной среды уменьшается на 0,05—0,15 г/см³, что совпадает с экспериментальными данными.

При известном поведении динамических характеристик среды в интересующем нас диапазоне частот можно рассмотреть изменение формы сейсмического импульса как в нефтегазонасыщенной, так и в водонасыщенной среде. В качестве исходного выберем импульс Берлаге $f(t) = te^{-\tau_0 t} \sin \omega_0 t$. Форма импульса на некотором расстоянии x от источника определяется при помощи интеграла Фурье [1]

$$f(x, t) = \int_{-\infty}^{\infty} F(\omega) e^{i(\omega t - kx)} d\omega, \quad (2)$$

$$F(\omega) = \frac{1}{2i} \left\{ \frac{1}{[\tau_0 + i(\omega - \omega_0)]^2} - \frac{1}{[\tau_0 + i(\omega + \omega_0)]^2} \right\},$$

где $F(\omega)$ — фурье-образ импульса Берлаге.

Простые преобразования приводят (2) к виду

$$f(x, \xi) = \frac{i}{4\pi} \int_{-\infty}^{\infty} \left\{ \frac{1}{(\lambda + i\omega)^2} - \frac{1}{(\mu + i\omega)^2} \right\} e^{i\omega \xi - \alpha_p(\omega)x} d\omega, \quad (3)$$

$$\lambda = \tau_0 + i\omega_0; \quad \mu = \tau_0 - i\omega_0; \quad \xi = t - x/V_p(\omega).$$

При вычислении интеграла (3) значение x принимались равными 250, 500 и 1000 м. Константа затухания τ_0 и средняя частота импульса ω_0 были выбраны соответственно 125,6 и 628 с⁻¹.

На рис. 5 представлено относительное изменение амплитуды импульса $Z = f(x, t)/f(0, t)$, распространяющегося в водо- и нефтегазонасыщенной среде. Сопоставление кривых показывает, что они различны по форме и отличаются сдвигом по оси абсцисс. При удалении от источника колебаний импульс сглаживается, число экстремумов уменьшается, амплитуда заметно убывает. Первое вступление импульса становится более пологим, экстремумы гармонического заполнения — менее различными по амплитуде. Особенно ярко это проявляется при прохождении импульса Берлаге в нефтегазовой среде. Причем наибольшему изменению подвержены импульсы в среде с 40%-м насыщением нефтью. При $x = 250$ м и насыщением

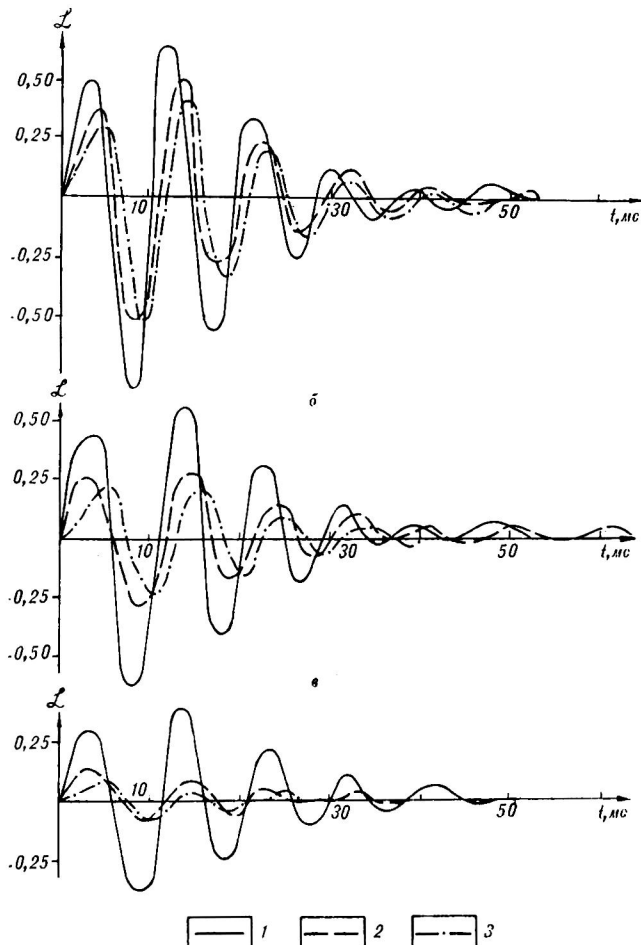


Рис. 5. Форма импульса на различных расстояниях от источника колебаний: а — 250, б — 500, в — 1000 м. 1 — водонасыщенная среда; 2 — 60%-е, 3 — 40%-е насыщение нефтью. Преобладающая частота импульса — 1000 Гц.

пор песчаника на 60% нефтью и на 40% метаном конечная часть импульса удлиняется.

Основные результаты работы сводятся к следующему. 1. Проведен расчет и сравнительный анализ скоростей и коэффициентов поглощения продольных сейсмических волн в нефтегазонасыщенных и водонасыщенных средах. 2. Установлены значительная дисперсия скорости и сильная зависимость декремента затухания от частоты в нефтегазонасыщенных средах. В водонасыщенной среде дисперсия мала, δ_p почти

не зависит от частоты. 3. Показано, что сейсмический импульс при прохождении через нефтегазовые залежи претерпевает значительно большее изменение, нежели при прохождении сквозь водонасыщенные пласты.

В заключение авторы выражают глубокую благодарность Ю. В. Мельникову за помощь при проведении численных расчетов и И. К. Туезову за ценные критические замечания и полезные советы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Авербух А. Г. Оценка влияния нефтегазовых залежей и других внутрипластовых неоднородностей на проходящие волны.— Изв. АН СССР. Физика Земли, 1974, № 6.
2. Горбатова В. П. О поглощающих свойствах консолидированных двухфазных сред.— Прикл. геофиз., 1969, вып. 57.
3. Давыдова Л. Н., Березкин В. М. К обоснованию применения сейсморазведки для прямых поисков месторождений нефти и газа.— Там же, 1975, вып. 79.
4. Ляховицкий Ф. М., Юдасин Л. А. Влияние порозаполнителя и пластовых условий на скорости и поглощение упругих волн в песчаниках.— Изв. АН СССР. Физика Земли, 1981, № 4.
5. Пархоменко И. С. О зависимости затухания упругих волн от частоты в песке.— Там же, 1967, № 8.
6. Сергеев Л. А. и др. Поиски нефтяных и газовых месторождений с помощью прямых геофизических методов.— М.: Наука, 1973.
7. Сибиряков Б. П. Упругие постоянные трещинных коллекторов.— Геол. и геофиз., 1983, № 12.
8. Столл Р. Д. Акустические волны в водонасыщенных осадках.— В кн.: Акустика морских осадков. М.: Мир, 1977.
9. Трофимук А. А. Первые результаты применения прямых методов поиска и разведки нефтяных и газовых месторождений в Сибири.— Вестн. АН СССР, 1981, № 11.
10. Трофимук А. А., Мандельбаум М. М., Пузырев Н. Н., Сурков В. С. Прямые поиски нефти и газа и их применение в Сибири.— Геол. и геофиз., 1981, № 4.
11. Уайт Д. Е., Михайлова Н. Г., Ляховицкий Ф. М. Распространение сейсмических волн в слоистых средах, насыщенных жидкостью и газом.— Изв. АН СССР. Физика Земли, 1975, № 10.
12. Mochizuki S. Attenuation in partially saturated rocks.— J. Geophys. Res., 1982, v. 87.

ИТыГ ДВНЦ АН СССР
Хабаровск

Поступила в редакцию
20 декабря 1985 г.

УДК 551.21.26

Л. Ф. Мишин

К ТЕКТОНИКЕ ОКРАИННО-КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ВУЛКАНИЧЕСКИХ ПОЯСОВ ВОСТОКА АЗИИ

Рассмотрена современная структура окраинно-континентальных вулканических поясов Востока Азии. Ее особенностями являются дуговая форма с однонаправленной, как в современных островных дугах, выпуклостью в сторону океана и моноклиальный структурный план с погружением пород также в сторону океана. Моноклиальность окраинно-континентальных поясов, сопряженные с нею шельфовые и внутриконтинентальные

впадины и прибрежные асимметричные неотектонические своды образуют западное оформление зоны перехода от океана к континенту. Моноклиальность залегания пород обусловлена ступенчатой просадкой окраины континента, происходящей предположительно с палеогена и продолжающейся в неотектонический этап.

Судя по сохранившимся от эрозии выходам вулканических, субвулканических, интрузивных пород и даек, субаральные вулканогенные породы мезо-кайнозойского возраста занимали значительные пространства Востока Азии. В современном эрозионном срезе в пределах этого обширного ареала вдоль побережья Тихого океана на протяжении 8000 км прослеживаются

система окраинно-континентальных вулканических поясов. В нее входят Охотско-Чукотский, Восточно-Сихотэ-Алинский, Южно-Корейский и Восточно-Китайский вулканические пояса.

В плане краевые пояса имеют дуговую форму. В основном это одинарные дуги, лишь Охотско-Чукотский пояс образован несколькими