

**Федеральное агентство по образованию
Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина**

КАФЕДРА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Г. М. ЗОЛОЕВА

**АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН**

Утверждено Ученым Советом
РГУ НГ им. акад. И.М.Губкина
в качестве учебного пособия

для филиала РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина
в городе Ташкенте
(Республика Узбекистан)

Москва 2007 г.

Г.М.Золоева. Акустические методы исследования скважин. Учебное пособие, М., РГУ НГ им. акад. И.М.Губкина, 2004, – 85 с.

Учебное пособие «Акустические методы исследования скважин» предназначено для студентов, обучающихся по специальности 080500 «Геология нефти и газа» и 080900 «Геофизические методы исследования скважин». Издание может представлять интерес для работников интерпретационных служб производственных и научно-исследовательских организаций.

В учебном пособии рассмотрены физические основы акустических методов исследования нефтяных и газовых скважин, методика измерений при АМ, интерпретация данных стандартного и волнового АМ, скважинного акустического телевизора и результатов вертикального сейсмического профилирования.

Рецензенты:

к.г.-м.н., доц. кафедры ГИС А.В.Городнов

к.г.-м.н. Н.Л.Позина (УИЦ РГУ НГ им. акад. И.М.Губкина)

@ Российский Государственный Университет
нефти и газа им. акад. И.М.Губкина, 2004

ВВЕДЕНИЕ

Акустические методы являются одними из основных методов при изучении разрезов нефтяных и газовых скважин. С самого начала своего внедрения в промышленность (50-е годы XX века) эти методы получили широкую поддержку геофизиков и геологов, занимающихся вопросами разведки коллекторов, определения подсчетных параметров и характера насыщения пород, при осуществлении контроля за техническим состоянием скважин и за разработкой продуктивных залежей.

Акустические методы исследования скважин основаны на измерении параметров упругого волнового поля в скважине в звуковом (0,5 – 20 кГц) и ультразвуковом (25 кГц – 2 МГц) диапазонах частот. Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в необсаженных скважинах, функционально связаны с физико-механическими и коллекторскими свойствами горных пород, с их структурными особенностями и характером насыщения. В обсаженных скважинах акустические параметры зависят также и от условий передачи упругих напряжений и деформаций на границах цементного камня с колонной и породой.

К настоящему времени накоплен значительный теоретический и экспериментальный материал по изучению физики распространения волн в скважинах, исследованию акустических параметров образцов горных пород в условиях, приближающихся к пластовым. Изучены связи скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн с пористостью, трещиноватостью и кавернозностью горных пород, характером их насыщения.

Разработано несколько видов аппаратуры акустических методов, основными из которых являются ЛАК (ВНИИГеофизика, ВИРГ), АСКУ (ВИТР), СПАК (ВНИИГИС, ОКБ ГП МГ УССР), Звук, АКН (ВНИИЯГТ, ОКБ ГП МГ УССР). Для изучения технического состояния скважин разработана аппаратура АКЦ (ВНИИГИС, ОКБ ГП МГ УССР).

Значительный вклад в разработку теории, аппаратуры и ин-

терпретации данных акустических методов исследования скважин внесли ученые: Е.В.Карус, О.Л.Кузнецов, Г.В.Дахнов, А.А.Перельман, А.А.Бояройц, Н.Н.Деев, Н.И.Халевин, В.В.Беспамятнов, И.П.Дзевань, П.А.Прямов, Д.В.Белоконь, М.В.Цалюк, Н.Н.Лебедь, В.М.Ованесов, А.П.Осадчий, Б.Е.Векслер, Ю.М.Болычевский, Л.З.Цлав, Б.Н.Ивакин и др.

В зависимости от частоты излучаемого импульса различают высокочастотный (ультразвуковой) и низкочастотный (волновой, широкополосный) акустические методы. По типу регистрируемых параметров рассматривают акустические методы по скорости и затуханию, основанные на изучении кинематических и динамических характеристик упругих волн. Волновой акустический метод позволяет также осуществлять регистрацию волновых картин (ВК) и фазокорреляционных диаграмм (ФКД).

Акустические методы по скорости и затуханию упругих продольных волн, реализуемые одновременно с помощью высокочастотной аппаратуры, составляют стандартную модификацию акустического каротажа.

Геофизической службой России и стран СНГ накоплен большой опыт в проведении и интерпретации данных стандартного и волнового акустических методов. В данном учебном пособии последовательно изложены наиболее важные вопросы, посвященные теории АМ, методике измерений и интерпретации получаемых результатов.

При подготовке рукописи к изданию большую помощь оказали канд. техн. наук В.И.Рыжков, Н.П.Зверева, инженер кафедры ГИС РГУ НГ Н.Ю.Журавлева. Всем этим лицам автор приносит искреннюю благодарность.

1. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ АКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

1.1. Упругие свойства горных пород

Горные породы в условиях естественного залегания можно рассматривать как упругие тела.

Упругость – свойство веществ сопротивляться изменению объема и формы под воздействием внешних механических напряжений, что обусловлено возрастанием внутренней энергии вещества.

Деформации, возникающие в веществе под действием возбуждающей силы, называют *упругими* (или *обратимыми*), если после снятия напряжения вещество восстанавливает свои форму и объем. При превышении предела упругости в твердых телах после снятия напряжения остаются *остаточные*, или *необратимые* деформации. Различают *деформации объема* (растяжения, сжатия) и *формы* (сдвига).

Горные породы в общем случае представляют собой довольно сложные образования. С позиций теории упругости породообразующие минералы, изверженные породы различных типов, некоторые низкопористые ($K_p < 5\%$) осадочные карбонатные, хемогенные и терригенные породы можно рассматривать как идеально упругие тела. Большинство же пористых сред являются дифференциально-упругими. Отдельные компоненты последних можно порознь уподобить упругим телам и применять к ним зависимости из теории упругости сплошных сред в дифференциальной форме.

Для характеристики физико-механических свойств идеально упругих однородных и изотропных сред пользуются следующими упругими константами:

Модуль упругости Юнга E – коэффициент пропорциональности между продольным (сжимающим или растягивающим) напряжением P и соответствующей ему относительной линейной деформацией δl :

$$P = E \cdot \delta l$$

Это выражение называют часто законом Гука для линейных деформаций.

Коэффициент Пуассона ν – отношение относительной линейной деформации тела δl_c в направлении, поперечном действию напряжения к относительной линейной деформации δl в продольном направлении:

$$\nu = \frac{\delta l_c}{\delta l}$$

Для случая всестороннего равномерного сжатия твердого тела связь между относительной объемной деформацией $\Delta V/V$ и величиной напряжения выражается через модуль всестороннего сжатия K или сжимаемости β идеально упругой среды:

$$P = -K \frac{\Delta V}{V} = -\frac{1}{\beta} \frac{\Delta V}{V} \quad (1.1)$$

С учетом упругих модулей среды выражение (1.1) принимает вид:

$$P = \frac{E}{3(1-2\nu)} \frac{\Delta V}{V}$$

Модуль сдвига G – устанавливает пропорциональность между касательным напряжением τ , действующим изолированно, и соответствующей деформацией

$$\tau = G \cdot \delta l$$

Модуль сдвига G находится в следующем соотношении с E и ν :

$$G = \frac{1}{2} \cdot \frac{E}{(1+\nu)}$$

Модули E , K и G имеют размерность напряжения. Единицами их измерения в системе СИ являются Н/м^2 или Па; коэффициент ν – безразмерный.

Величины модулей упругости (E , G и K) важнейших породообразующих минералов осадочных, магматических и метаморфических пород варьируют в широких пределах: $E = (0,1-10) \cdot 10^{11}$ Па, $G = (0,1-4) \cdot 10^{11}$ Па, $K \approx (0,25 + 2,5) \cdot 10^{11}$ Па. В меньшей степени от 0,08 (для кварца) до 0,34-0,35 (для циркона, гипса, сфалерита) изменяется коэффициент Пуассона ν . Чаще всего его величина составляет 0,24-0,26.

Упругие модули минералов зависят от температуры и давления. Так, например, коэффициент сжимаемости главных породообразующих минералов увеличивается с давлением и уменьшается с температурой.

1.2. Виды упругих колебаний. Кинематические и динамические параметры упругих волн

Акустические методы изучают закономерности распространения полей упругих волн в горных породах, жидкостях и газах, заполняющих их пустотное пространство, а также находящихся в стволе скважины.

Если элементарный объем породы в определенный момент времени будет находиться под воздействием внешней возбуждающей силы, это приведет к смещению частиц, находящихся в непосредственной близости от него и, в дальнейшем, вызовет сдвиг других, более удаленных. Если возбуждающие силы знакопеременны или кратковременны, то под их влиянием в породе возникнут упругие колебания (деформации). Периодический процесс, возникающий в среде при передаче в ней упругих колебаний от точки к точке, называется *упругой волной*. Распространение упругих колебаний происходит с конечной скоростью, называемой скоростью распространения волны, которая зависит от свойств среды. Особенностью упругих волн малой амплитуды, используемых в акустических методах, является то, что при их распространении в породе осуществляется перенос энергии без переноса вещества. Рассмотрим некоторые характеристики волнового поля.

Важной характеристикой колебательного процесса является *длина волны* λ , которая представляет собой пространственный период колебаний и определяется через скорость волны V и частоту:

$$\lambda = V \frac{2\pi}{\omega} = \frac{V}{f},$$

где $f = \frac{1}{T}$ – частота колебаний в Гц, величина обратная периоду колебаний волны; $\omega = 2\pi f$ – круговая частота в рад/с.

Длина волны – расстояние между точками, колеблющимися в одинаковой фазе. Под фазой волны φ понимается мгновенное состояние колеблющейся величины:

$$\varphi = \omega t$$

Для волнового процесса характерно, что фаза волны в фиксированной точке пространства является функцией времени, а в фиксированный момент времени – функцией пространственных координат.

Поверхность, для которой в заданный момент времени фаза волны имеет одно и то же значение, называется *фронтом волны*. Важной энергетической характеристикой колебательного процесса является *волновое сопротивление* (или импеданс), определяющееся как произведение плотности среды δ на скорость V :

$$Z = \delta \cdot V$$

Единицей измерения волнового сопротивления является $\text{г}/(\text{см}^2 \cdot \text{с})$.

По траектории движения частиц относительно фронта волны делятся на продольные P , поперечные S , прямые гидроволны P_0 и поверхностные трубные волны типа Стоунли, Лэмба, Рэлея (рис. 1).

Продольные волны связаны с деформацией объема среды. Распространение продольной волны представляет собой перемещение зон растяжения и сжатия. При этом частицы совершают колебания в направлении, совпадающем с направлением распространения волны (рис. 1а). Поперечные волны связаны с деформацией

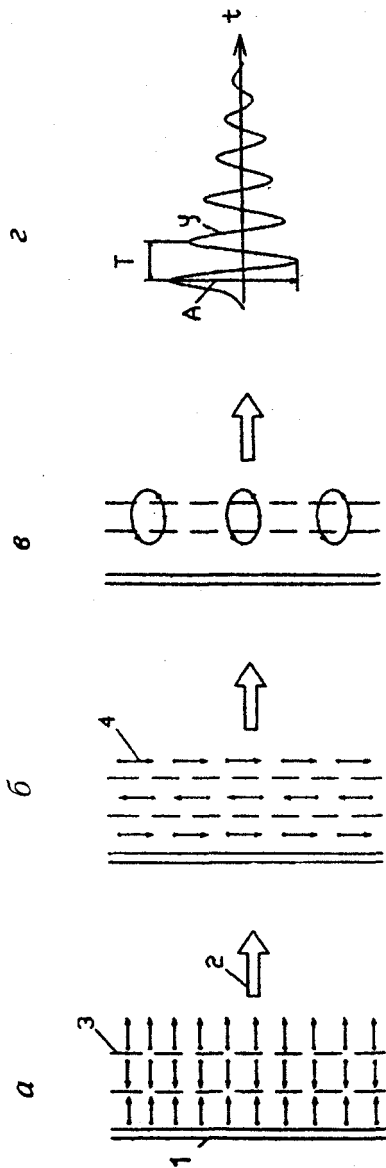


Рис.1 Траектория движения частиц для основных типов волн:

а - продольных; б - поперечных; в - Рэлея; г - волновая картина.

1 - излучатель; 2 - направление распространения волн; 3 - фронт волны;
4 - траектория частиц;

А - амплитуда волны; Т - ее период; у - фаза волны; t - время

формы среды. Распространение поперечной волны представляет перемещение зоны скольжения слоев друг относительно друга. Частицы среды совершают колебания в плоскости, перпендикулярной к направлению распространения волны (рис.16). Поверхностные волны образуются в жидкости, заполняющей скважину, у поверхности стенок скважины и в прискважинном слое горных пород (рис.1в).

Количество типов волн, возникающих в неограниченных средах, возрастает при переходе от жидких сред к твердым и пористым. В жидкостях и газах, обладающих объемной упругостью, существуют только продольные волны. В твердых средах одновременно могут возникать продольные и сдвиговые деформации, поэтому в них распространяются как продольные, так и поперечные волны. В насыщенных пористых средах возможно существование трех типов продольных волн (первого, второго и третьего рода) и одной поперечной по скелету породы.

При взаимодействии волны со слоистой средой возникают отраженные, проходящие и преломленные волны, если волна встречает границу двух сред под прямым углом. При распространении продольных или поперечных волн вдоль системы жестко контактирующих твердых слоев образуются обобщенные монотипные волны (если длина волны λ во много раз больше толщины слоя h).

При падении волны по нормали к границе жидкость - жидкость или жидкость - газ падающие продольные волны возбуждают только продольные отраженные и преломленные волны. Если волна падает на границу двух твердых сред или на границу жидкость - твердая фаза, то кроме монотипных (P или S) волн, возникают обменные PS или SP, отраженные, преломленные и поверхностные волны. Распределение энергии волны между падающими, отраженными и преломленными волнами оценивается с помощью соответствующих коэффициентов отражения и преломления.

Скорость обобщенных монотипных волн зависит от соотношения λ / h и волновых сопротивлений контактирующих слоев.

Связи скоростей распространения упругих волн с упругими константами среды в классической теории упругости сплошных сред описываются следующими формулами:

- скорость продольных волн

$$V_p = \sqrt{\frac{T(1-\nu)}{\delta_n(1+\nu)(1-2\nu)}} = \sqrt{\frac{3(1-\nu)}{\beta\delta_n(1+\nu)}} \quad (1.2)$$

где δ_n – плотность сплошной среды;

- скорость поперечных волн

$$V_s = \sqrt{\frac{E}{2\delta_n(1+\nu)}} = \sqrt{\frac{3}{2} \frac{1}{\beta\delta_n} \frac{(1-2\nu)}{(1+\nu)}} = \sqrt{\frac{G}{\delta_n}} \quad (1.3)$$

- отношение скоростей:

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{2 \frac{(1-\nu)}{(1-2\nu)}}; \quad (1.4)$$

- скорость волны Лэмба

$$V_L = \frac{V_0}{\sqrt{1 + (\delta_0/\delta_n)(V_0^2/V_s^2)}}$$

где δ_0 и V_0 – соответственно плотность жидкости и скорость продольной волны в жидкости, заполняющей ствол скважины.

Единицами измерений скоростей упругих волн в системе СИ являются м/с или км/с. После подстановки в формулу (1.4) среднего значения коэффициента Пуассона ν , для горных пород близкого к 0,25, получим $V_p/V_s \approx 1,73$. Следовательно, упругая продольная волна распространяется в 1,73 раза быстрее поперечной.

Располагая значениями скоростей упругих волн, можно решать обратную задачу – определять важнейшие модули упругих сред [8,12]:

- модуль Юнга

$$E = \frac{\delta_n V_s^2 (3V_s^2 - 4V_p^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

- коэффициент Пуассона

$$v = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (1.5)$$

- модуль сдвига

$$G = \delta_n V_s^2$$

- модуль объемного сжатия (расширения)

$$K = \frac{1}{\beta} = \delta_n \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right)$$

Для большинства породообразующих минералов и мономинеральных хемогенных осадочных пород (каменная соль, гипс, ангидрит) характерно резкое увеличение скоростей упругих волн с возрастанием плотности. При этом сама плотность минералов изменяется в относительно небольших пределах. Более заметно происходит увеличение модулей Юнга и сдвига по мере уплотнения минералов.

Скорость продольных волн в идеальных жидкостях и газах при отсутствии затухания и $v = 0,5$ равна

$$V_p = \sqrt{\frac{1}{\delta_0 \beta_a}}$$

где δ_0 – плотность флюида; β_a – адиабатическая сжимаемость.

В минерализованных водах V_p растет с увеличением минерализации и давления. Зависимость от температуры сложная и неоднозначная [14].

Средняя скорость продольной волны в нефти при $t = 20^\circ\text{C}$, $P_{пл} = 0,1$ МПа составляет приблизительно 1300 м/с, значительно зависит от плотности нефти и газового фактора; в воздухе – 330 м/с, в метане около 490 м/с.

Реальные осадочные горные породы представляют собой многофазные пористые среды, основными компонентами которых являются твердая фаза, состоящая из породообразующих минералов, образующих скелет породы, и флюид, заполняющий поровое

пространство (газ, нефть, вода или их смеси). Процесс распространения упругих волн в таких породах протекает одновременно на двух качественно различных уровнях:

- 1) между фазами сжатия и растяжения в пределах длины волны;
- 2) между твердой и жидкой компонентами в пределах единичной поры.

В общем случае в коллекторах нефти и газа могут одновременно распространяться волны трех типов: две продольные (первого и второго рода) и одна поперечная [12].

Продольная волна второго рода – волна переупаковки твердых частиц – распространяется подобно диффузному звуку и затухает на небольшом расстоянии от источника упругих колебаний. В цементированных породах ею практически можно пренебречь.

Волна первого рода – волна давления – распространяется в среде с участием сжимаемостей скелета и флюида. Механизм распространения этой волны зависит также и от степени гидродинамического и термодинамического взаимодействия между твердой и жидкой фазами. В волне первого рода при низких частотах флюид и скелет колеблются синфазно и с равными скоростями, коэффициент затухания (поглощения) волны пропорционален квадрату частоты.

С увеличением частоты проявляются различия в вязко-инерционных свойствах фаз, движение флюида начинает отставать от движения скелета, то есть становится несинфазным. Появляются комплексные динамические параметры среды: динамическая плотность, которая меньше статической, и динамическая вязкость. Это приводит к увеличению скорости и затухания волн с частотой.

Наряду с вязко-инерционной дисперсией скоростей возникает термическая дисперсия за счет неравновесного теплообмена между жидкой и твердой фазами.

Вязко-инерционной и термической дисперсиям соответствуют вязко-инерционное и термическое поглощение. Суммарный коэффициент поглощения α состоит из двух основных составляющих

$$\alpha = \alpha_{\text{ви}} + \alpha_{\text{т}}$$

где $\alpha_{\text{ви}}$ определяется вязко-инерционным, а $\alpha_{\text{т}}$ – термическим эффектами. Для воды $\alpha = \alpha_{\text{ви}}$, то есть можно не учитывать температурные эффекты. Для нефти величина $\alpha_{\text{т}}$ существенна.

Распространение упругих волн в реальных пористых средах, не являющихся идеально упругими, всегда сопровождается убыванием амплитуды и энергии волны за счет процессов поглощения и рассеяния в пространстве. Поглощение упругой волны вызывается взаимным внутренним трением частиц, слагающих породу, теплопроводностью и молекулярным поглощением среды. При этом энергия волны превращается в энергию других видов.

Рассеяние волн вызывается неоднородностью среды, в частности, наличием слоистости, что приводит к образованию отраженных, преломленных и других типов волн. В общем случае продольные волны поглощаются более интенсивно, чем поперечные. Поглощение продольных волн связано с тепловыми и вязко-инерционными процессами, а поглощение поперечных – только с вязко-инерционными.

В однородной среде изменение амплитуды волны A с увеличением расстояния x от источника колебаний происходит по закону

$$A = A_0 \left(\frac{x}{x_0} \right)^{-n} l^{-\alpha x} \quad (1.6)$$

где A_0 – амплитуда волны на расстоянии x_0 от источника, α – коэффициент поглощения (затухания) волны, n – показатель расхождения энергии волны по фронту.

Для плоского фронта волны показатель n равен 0, для цилиндрического 0,5 и для сферического 1,0. В скважинных исследованиях применяют зонды, размер излучателя которых позволяет считать фронт волны у приемника плоским. Для этого случая уравнение (1.6) принимает вид:

$$A = A_0 l^{-\alpha L}$$

где $L = x - x_0$.

Выражение для коэффициента поглощения можно получить, располагая измерениями амплитуд A_1 и A_2 , регистрируемых двумя приемниками, расположенными на расстоянии ΔL (база зонда) друг от друга

$$\alpha = \frac{1}{\Delta L} \ln \frac{A_1}{A_2} \quad (1.7)$$

Коэффициент поглощения измеряется в дБ/м (или м^{-1}) и характеризует интенсивность поглощения энергии волн в среде, где находится зонд акустического метода.

Сочетание термического и вязко-инерционного поглощения приводит к дифференциации пород с разным характером насыщения по величинам коэффициентов затухания упругих волн. При этом коэффициенты затухания продольных волн увеличиваются в направлении от водонасыщенных пород к нефте- и газонасыщенным $\alpha_{\text{РВП}} < \alpha_{\text{РНП}} < \alpha_{\text{РТП}}$, а для поперечных волн, наоборот, $\alpha_{\text{СВП}} > \alpha_{\text{СНП}} > \alpha_{\text{СТП}}$. Дифференциация пород с пористостью 20%, насыщенных разными флюидами при частотах $\sim 10^3$ - 10^4 Гц может достигать 300-400% [12].

Увеличение глинистости и трещиноватости горных пород способствует возрастанию коэффициентов поглощения продольных и поперечных волн. При этом поперечные волны более чувствительны к неоднородности среды, чем продольные.

1.3. Распространение упругих волн в скважинах

Рассмотрим распространение упругих волн в однородном пространстве, пересеченном цилиндрической полостью (скважиной), заполненной однородной жидкостью (рис.2). На оси скважины находятся импульсный источник (излучатель) И и приемник П ультразвуковых колебаний. В момент времени t_0 излучатель возбуждает в скважине импульс упругих колебаний, который вызывает распространение в жидкости прямой продольной волны P_0 , имеющей сферический фронт. Прямая волна, падая на стенку скважины

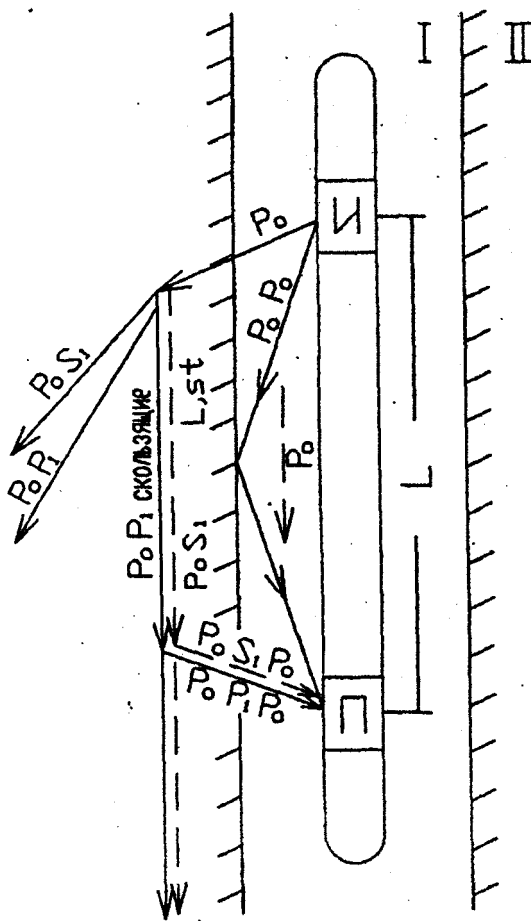


Рис.2 Схематическое изображение траекторий основных типов упругих волн в системе скважина-пласт

I - скважина; II - пласт;

И - излучатель упругих колебаний; П - приемник

через время t_1 , преломляется и в виде проходящих волн – продольной P_0P_1 и обменной поперечной P_0S_1 рассеивается в околоскважинном пространстве. Кроме них в скважинной жидкости возникает отраженная продольная волна P_0P_0 , вызванная различием волновых сопротивлений породы и жидкости.

Волна P_0P_1 распространяется в породе со скоростью V_{PT} , превышающей скорость ее распространения в скважинной жидкости V_{P0} . Обменная поперечная волна P_0S_1 распространяется со скоростью в 1,73 раза меньшей, по сравнению со скоростью V_{PT} , но большей, чем V_{P0} .

В момент времени t_2 , когда фронт падающей волны образует со стенкой скважины критический угол i_P ($\sin i_P = V_{PT}/V_{P0}$) или i_S ($\sin i_S = V_{ST}/V_{P0}$), фронт проходящей волны P_0P_1 становится перпендикулярным к границе раздела скважина - пласт и проходящая волна скользит вдоль стенки скважины, образуя две скользящие волны P_0P_1 и P_0S_1 . Скользящие волны, распространяясь вдоль стенки скважины, излучают энергию в скважину в виде головных продольных $P_0P_1P_0$ и поперечных $P_0S_1P_0$ волн, а также волны типа Лэмба, Стоунли (L, St). Головная поперечная волна в промывочной жидкости распространяется как продольная, поскольку поперечные волны существуют только в твердых средах. Скорости распространения головных продольной и поперечной волн в породе соответственно равны V_{PT} и V_{ST} .

Путь прохождения от излучателя до приемника одинаков для головных продольных и поперечных волн, а также для волн Лэмба и Стоунли. Он равен сумме отрезков луча: источник импульсов – промывочная жидкость – порода – промывочная жидкость – приемник. Путь прямой волны P_0 равен расстоянию между излучателем и приемником, то есть несколько меньше, чем для волн $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$. Скорость ее распространения равна скорости распространения в жидкости, заполняющей скважину, и составляет приблизительно 1500-1700 м/с. Скорость распространения поверхностных трубных волн зависит от скорости поперечных волн в окружающих породах, отношения плотностей промывочной жидкости и породы

δ_0/δ_{Π} и отношения радиусов прибора и скважины r_{Π}/r_c . При уменьшении $V_{СП}$, а также при увеличении δ_0/δ_{Π} и r_{Π}/r_c скорость волн Лэмба уменьшается.

Таким образом, при достаточно большом расстоянии L (рис.2) к приемнику последовательно приходят головные продольные и поперечные волны, затем поверхностные трубные волны (L, St). Последней достигает приемника прямая волна P_0 . Отраженные волны P_0P_0 , вследствие больших углов их падения ($\sim 90^\circ$) и малых энергий, приемником не регистрируются.

Основными видами волн, использующихся в акустических методах, являются объемные головные волны $P_0P_1P_0$ и $P_0S_1P_0$, а также волны Лэмба. Регистрация головных волн возможна, когда $V_{P1} > V_{S1} > V_{P0}$. Если $V_S < V_{P0}$, волна $P_0S_1P_0$ отсутствует.

2. АППАРАТУРА И МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ АКУСТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

2.1. Характеристика аппаратуры и зондов акустического метода

Аппаратура акустического метода состоит из скважинного прибора (зонда) и наземного блока, соединенных кабелем. Простейшим скважинным прибором является двухэлементный зонд, состоящий из излучателя и приемника упругих колебаний (рис.2). На результаты измерений, получаемых двухэлементным зондом сильное влияние оказывают непостоянство диаметра скважины и перекос прибора относительно оси скважины.

Для снижения влияния этих факторов при проведении исследований в скважинах применяют многоэлементные зонды, а прибор центрируется в скважине. Наибольшее практическое применение получили трехэлементные зонды, содержащие один приемник и два сближенных излучателя, или один излучатель и два сближенных приемника (рис.3). Здесь реализуется принцип взаимности (взаимозаменяемости), заключающийся в том, что результаты

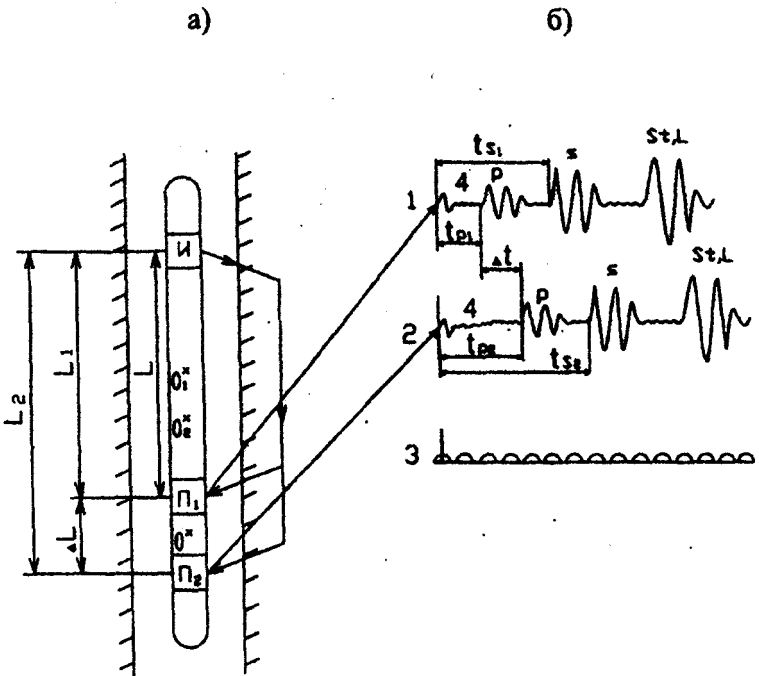


Рис.3 Схема измерений трехэлементным зондом акустического метода (а) и волновые картины (б)

- 1 - запись ближним приемником;
- 2 - запись дальним приемником;
- 3 - марки времени;
- 4 - возбуждающий импульс.

- O - точка записи трехэлементного зонда;
- O_1 и O_2 - точки записи двухэлементных зондов

Пример регистрации ВК

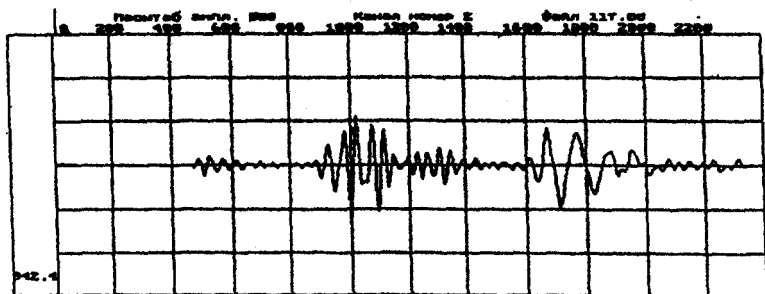
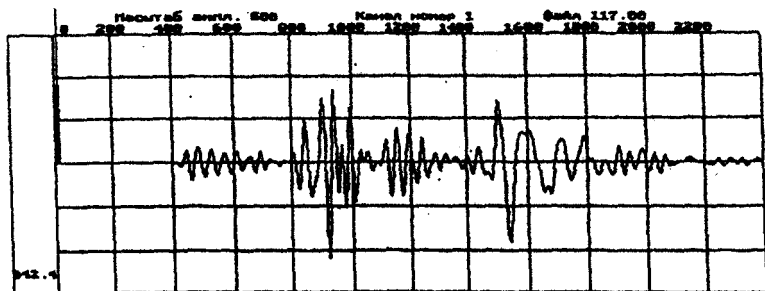


Рис.3в Пример регистрации волновых картин в скважине

измерений не изменятся, если, сохранив неизменными расстояния между элементами, заменить излучатели на приемники и наоборот. Четырех- и шестиэлементные зонды представляют собой симметричные комбинации из двух трехэлементных зондов. Многоэлементные зонды содержат один или два излучателя и набор приемников, удаленных от излучателей на различные расстояния, что позволяет составлять из них два и более трех-, четырех- и шестиэлементных зонда. Применение многоэлементных зондов позволяет реализовать встречную систему наблюдений и изменять радиус исследования.

Длиной акустического зонда L называется расстояние между излучателем и ближайшим приемником. Расстояние ΔL между двумя одноименными элементами трехэлементного зонда называют базой (рис.3а). База зонда определяет вертикальную разрешающую способность акустического метода.

Глубинность (радиус исследования) акустических методов зависит от плотности пород, преобладающей частоты волнового поля и преобладающей длины волны в спектрах излучения и приема акустических сигналов. Радиус исследования увеличивается с увеличением плотности пород, уменьшением частоты и увеличением длины волны. При одинаковых условиях радиус исследования акустического метода по затуханию более чем в 1,5 раза превышает радиус исследования АК по скорости. При частотах колебаний 5 и 25 кГц и скорости распространения упругих волн в породах от 2000 до 7000 м/с глубинность исследования акустического метода по скорости в различных породах соответственно составляет 0,12-0,6 м и 0,4-1,6 м [17].

Глубина исследования трехэлементными зондами серийной аппаратуры СПАК в разрезах, сложенных осадочными горными породами, составляет в среднем 0,25-0,40 м.

Точку записи диаграмм двухэлементного зонда относят к середине расстояния между излучателем и приемником, а у трехэлементного зонда – к середине между одноименными элементами.

Стандартные исследования акустическим методом выполня-

ют серийной аппаратурой СПАК (СПАК-2М, СПАК-3, СПАК-4, СПАК-6, СПАК-8).

Аппаратура СПАК предназначена для проведения непрерывных измерений в нефтяных и газовых скважинах диаметром от 120 до 600 мм при максимальной рабочей температуре 120-150°С. Диапазон частот основной энергии излучения составляет 20-30 кГц.

Измерения проводят в скважинах, заполненных промывочной жидкостью, необходимой для обеспечения акустического контакта элементов зонда с окружающей средой. Разгазирование промывочной жидкости вызывает резкое увеличение затухания волн и может внести искажения в диаграммы акустического метода по затуханию, особенно при регистрации большим зондом.

В обсаженных скважинах аппаратура может быть использована для оценки качества цементирования колонн и определения характеристики горных пород, слагающих разрез скважины, при условии удовлетворительного цементирования колонны и использования оборудования для записи фазокорреляционных диаграмм.

Для проведения акустического метода в рудных и угольных скважинах создана аппаратура "Парус", отличающаяся от аппаратуры СПАК уменьшенными размерами зонда, более высоким диапазоном излучаемых частот и меньшей термостойкостью.

Низкочастотная модификация акустического метода реализуется различными видами аппаратуры: АСКУ-1, Звук-2, АКН-1 и АКШ. Предназначена для исследования обсаженных и необсаженных нефтяных и газовых скважин, заполненных звукопроводящей жидкостью, диаметром от 130 до 300 мм, а также для оценки качества цементирования.

Применение низкой частоты излучаемого сигнала 0,5-12 кГц обеспечивает большую глубину его проникновения. С аппаратурой АСКУ-1 осуществляется точечная регистрация сигнала в виде волновых картин.

Аппаратура Звук-2 – первая в отечественной и зарубежной практике широкополосная аппаратура для проведения непрерывного АК. Особенностью глубинного прибора является использование

низкочастотных излучателей с основной энергией излучения в области частот 5-20 кГц и широкополосного приемного тракта. Зонд имеет два излучателя и один приемник упругих колебаний.

Серийно выпускаемая аппаратура АКН-1 включает два разных низкочастотных зонда и рассчитана на работу с унифицированной наземной панелью АНК-1. В аппаратуре АКН-1 используются зондовые установки П1,5И₁0,5И₂, П4,0И₁1,0И₂ и П2,5И₁1,0И₂.

Аппаратура АКШ по сравнению с АКН21 имеет более широкие методические возможности, улучшенные технико-экономические показатели и метрологические преимущества. Скважинный прибор имеет два приемника и один излучатель, что позволяет легче достигать идентичности работы каналов. Применяемые зонды: для необсаженных скважин И1,2П₁0,4П₂; для обсаженных – И3,2П₁0,4П₂; для цементометрии – И2,2П₁0,4П₂.

С одного излучателя в АКШ получают разные частоты: 12 ± 2 кГц и 22 ± 4 кГц. Это достигается дистанционным изменением числа витков магнитостриктора, включенного в работу. Возможен совмещенный режим (через такт) высокочастотного (ВЧ) и низкочастотного (НЧ) излучения, что позволяет регистрировать отношение амплитуд на низких и высоких частотах. Аппаратура АКШ работает с заводской панелью АНК-М.

2.2. Информативные параметры упругих волн и способы их регистрации

Наибольшее применение среди акустических методов нашли следующие:

- основанный на изучении скорости распространения упругих волн в породах;
- основанный на изучении характеристик затухания упругих волн.

В первом случае регистрируют кинематические параметры (t_1 , t_2 , Δt), во втором – динамические (A_1 , A_2 , α). Схема измерений кинематических параметров показана на рис.36. Компенсационный

трехэлементный глубинный прибор состоит из двух двухэлементных зондов Π_1 И и Π_2 И (или $\Pi И_1$ и $\Pi И_2$), с помощью которых акустические сигналы могут регистрироваться по двум каналам. Находящийся в зонде излучатель посылает импульсы упругих колебаний, возбуждаемые электронным генератором. Ультразвуковые колебания от излучателя, пройдя через исследуемую среду, воспринимаются приемниками Π_1 и Π_2 , преобразуются в электрические колебания и усиливаются. После усиления сигнал подается в кабель и затем в наземную панель. Сигналы по первому и второму каналам регистрируют в виде аналоговых кривых, волновых картин (ВК) и фазокорреляционных диаграмм (ФКД).

Аналоговая форма записи упругих волн предусматривает регистрацию:

а) времени между моментом посылки импульса упругих колебаний и приходом первого вступления головной волны по двум каналам t_1 и t_2 (в мкс);

б) амплитуды первых колебаний головных волн по обоим каналам A_1 и A_2 (в мВ);

в) интервального времени Δt (в мкс/м), измеренного на фиксированном отрезке ΔL (база зонда)

$$\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{\Delta L};$$

г) эффективного коэффициента затухания α , характеризующего ослабление энергии волны в пределах базы зонда ΔL (1.7).

Интервальное время Δt является величиной, обратной скорости распространения волны

$$\Delta t_{p(s)} = \frac{10^6}{V_{p(s)}}, \quad (2.1)$$

где Δt в мкс/м при условии, что скорость выражена в м/с.

Параметры Δt и α являются основными, используемыми при количественной интерпретации данных акустических методов.

Волновые картины представляют графическое отображение электрического сигнала, снятого с приемника в конкретной точке

наблюдения в координатах времени и амплитуд. ВК фотографируют с экрана осциллографа дискретно (обычно с шагом 0,5 или 1 м) по глубине скважины. Первое вступление волны – видимое на волновой картине вступление ее первого полупериода (рис.3б). Марки времени, регистрируемые отдельным каналом, позволяют определить на волновой картине времена прихода различных видов волн (Р, S и др). На рис. 3в показан пример регистрации волновых картин в скважине.

Фазокорреляционная диаграмма (ФКД) является графическим отображением изменения электрических сигналов, снятых с приемника при его перемещении в скважине, в координатах времени и глубин, ФКД получают путем проецирования с экрана осциллографа на движущуюся фотобумагу точек, характеризующих момент перехода амплитуд сигнала из области положительных значений в отрицательные, или наоборот.

На волновых картинах и фазокорреляционных диаграммах могут быть выделены головные преломленные волны: продольные $P_0P_1P_0$ (сокращенно Р); поперечные $P_0S_1P_0$ (сокращенно S); прямые волны по жидкости и семейство трубных поверхностных волн типа Лэмба, Стоунли (рис.3, 4).

Для поканальных параметров t_1 , t_2 , A_1 и A_2 точками записи являются середины расстояний от ближнего и дальнего приемников до излучателя (точки O_1 и O_2 на рис.3а). При записи кривых Δt и α точку записи относят к середине базы зонда (точка O).

3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ СТАНДАРТНОГО АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

3.1. Задачи индивидуальной интерпретации

Стандартный акустический метод, выполняемый серийной отечественной аппаратурой, рассчитан на регистрацию кинематических и динамических параметров упругих продольных волн.

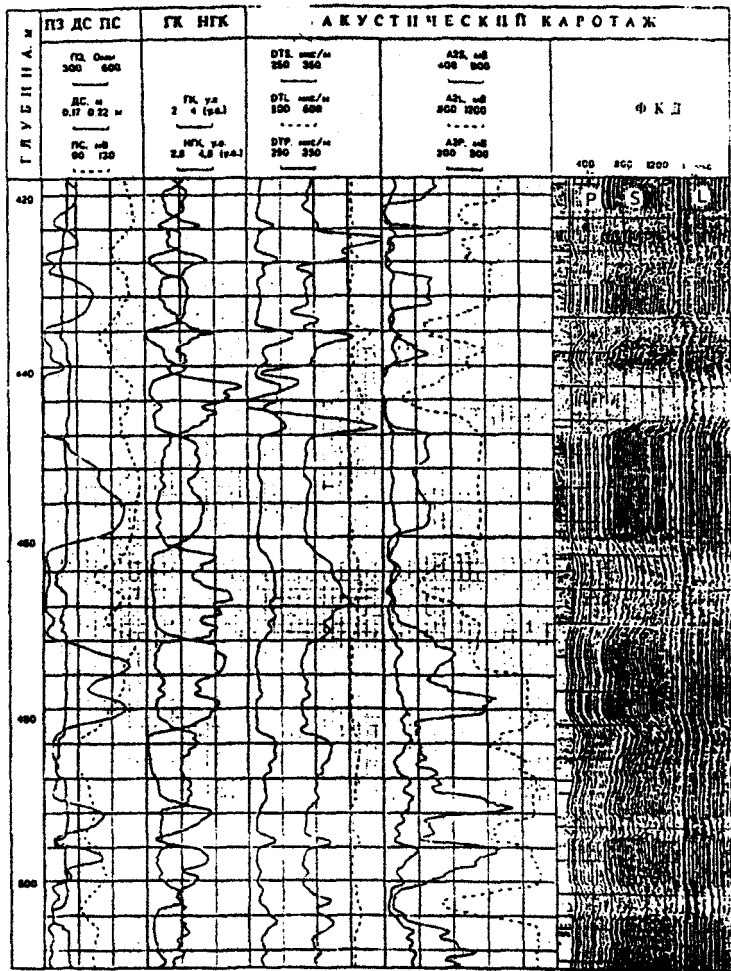


Рис. 4 Пример разделения волн различных типов на фазокорреляционной диаграмме

Применяется для изучения необсаженных скважин, заполненных жидкостью. Основные задачи решаемые по данным стандартного акустического метода:

- определение скоростей распространения упругих волн в горных породах;
- литологическое расчленение пород;
- определение коэффициента пористости;
- определение характера насыщенности коллекторов (в комплексе с данными электрических и радиоактивных методов).

В благоприятных условиях данные стандартного АМ позволяют выявлять коллекторы с вторичной пористостью.

3.2. Оценка качества диаграмм.

Правильность масштаба записи определяют по характерным значениям Δt (табл.1).

Таблица 1

Значения интервального времени в некоторых средах

Среда	Δt , мкс/м	Примечание
Большая каверна в скважине	580-600	Максимальные показания
Плотные известняки ($K_n < 1\%$)	155-160	Минимальные показания
Плотные доломиты	140-145	То же
Ангидриты	180-185	Промежуточные показания
Гипсы	175	То же
Незацементированная обсадная колонна	185	То же

Значения Δt в любом интервале разреза должны удовлетворять условию $\Delta t_{\text{мин}} < \Delta t < \Delta t_{\text{макс}}$. Наблюдаемые в отдельных интервалах резко завышенные значения t_2 и Δt при низких или средних значениях t_1 обусловлены аппаратурной помехой – проскальзыванием циклов, характерны для участков разреза с высоким коэффициентом поглощения упругих волн (глинистых, трещинно-

кавернозных, газонасыщенных). В этих случаях значения t_2 и Δt для количественной интерпретации не используют.

Критерии оценки качества временных кривых АМ:

- отличное качество - искажения за счет пропуска циклов и шумов встречаются не чаще, чем 1-2 раза на 20 м записи диаграммы;
- хорошее качество - суммарная протяженность искаженных интервалов записи не превышает 5%;
- удовлетворительное качество - суммарная протяженность искаженных интервалов записи не более 10%.

Диаграммы считаются качественными, если при сопоставлении основной и повторной записей расхождение кривых t_1 , t_2 , Δt не превышает 1,5%, а кривых A_1 , A_2 , α - 15-20% [16].

В интервалах каверн количественная интерпретация АМ не проводится.

3.3. Определение границ пластов и снятие отсчетов с регистрируемых кривых.

На диаграммах АМ пласты с аномальными упругими свойствами выделяются симметричными аномалиями. Границы пластов любой толщины определяют по точкам, смещенным в кровле на $0,5\Delta L$ вниз и в подошве на $0,5\Delta L$ вверх от уровня показаний во вмещающих породах (рис.5). В общем случае в пластах большой толщины ($h > \Delta L$) границам соответствуют точки, где отклонения регистрируемых параметров от значений во вмещающих породах соответствуют половине максимальной амплитуды.

Максимальные значения t_1 , t_2 , Δt (или A_1 , A_2 , α) против середины пласта соответствуют истинным величинам, если $h \geq \Delta L$. В пластах малой толщины ($h < \Delta L$) зарегистрированные значения занижены по сравнению с истинными. Степень занижения тем выше, чем меньше h . Для внесения поправок в измеренные значения $\Delta t_{\text{изм}}$ можно использовать номограмму, приведенную на рис.6. Отложив на горизонтальной оси величину отношения интервального

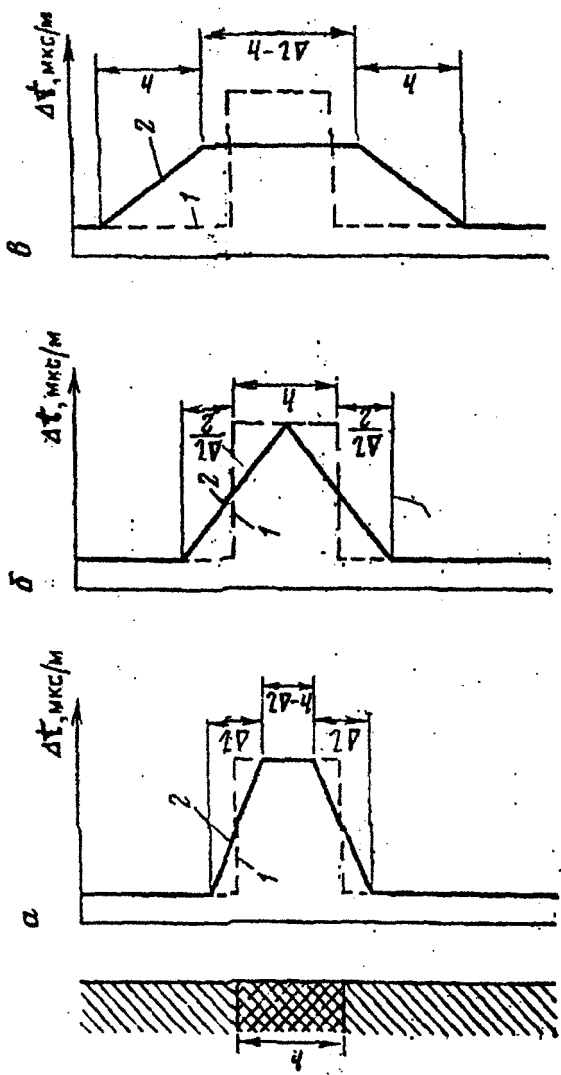


Рис.5 Теоретические кривые интервального времени.
 1 - истинная; 2 - регистрируемая для пластов различной толщины:
 а - $h = 2 \Delta L$; б - $h = \Delta L$; в - $h = 0,4 \Delta L$

времени, измеренного против тонкого пласта к среднему интервальному времени против вмещающих пород ($\Delta t_{\text{изм}} / \Delta t_{\text{вм}}$), находят отношение истинных интервальных времен пласта и вмещающей среды ($\Delta t_{\text{испр}} / \Delta t_{\text{вм}}$).

3.4. Определение скоростей распространения

упругих волн

При $h > \Delta L$ и $d_c \approx d_d$ скорость определяют по уравнению (2.1), где Δt соответствует его измеренному значению. Для пластов с $h < \Delta L$ интервальное время $\Delta t_{\text{изм}}$ исправляется за влияние вмещающих пород по номограмме (рис.6) или по формуле:

$$\Delta t = \Delta t_{\text{вм}} + (t_{\text{изм}} - \Delta t_{\text{вм}}) \cdot \frac{\Delta L}{h}$$

3.5. Литологическое расчленение разрезов скважин

Определение литологического состава пород основано на существенном различии параметров упругих волн (V , Δt) в основных группах изверженных и осадочных горных пород (табл.2). Разница в скоростях распространения упругих волн определяется величиной $V_{\text{ск}}$ ($\Delta t_{\text{ск}}$) в минеральном скелете породы (при $K_n \rightarrow 0$).

Широкий диапазон изменения акустических параметров в осадочных горных породах объясняется их значительной зависимостью от объема и структуры порового пространства, типа цемента и степени цементации, характера распределения глинистого материала, характера насыщающего флюида и степени насыщенности пор жидкостью или газом, эффективного давления, температуры и ряда других факторов.

Определение литологии пород можно проводить по параметру $\Delta t_{\text{лит}}$ (табл.3) с учетом пористости, глинистости и глубины залегания [17]:

$$\Delta t_{\text{лит}} = (\Delta t - \Delta t_{\text{гл}} K_{\text{гл}} - \Delta t_{\text{ж}} b \cdot K_{\text{п-нм}}) / (1 - K_{\text{гл}} - b \cdot K_{\text{п-нм}})$$

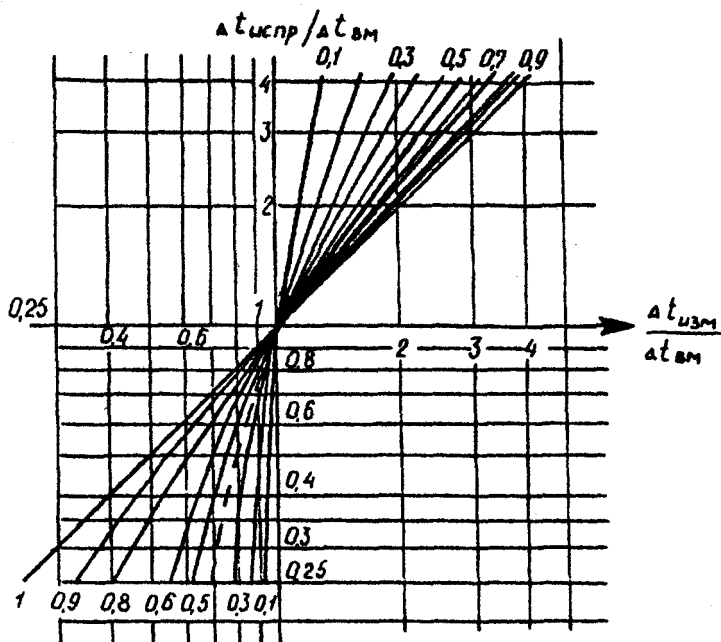


Рис. 6 Номограмма для определения исправленного значения интервального времени в пласте по измеренным величинам интервальных времен в пласте ($\Delta t_{изм}$) и вмещающих породах ($\Delta t_{вм}$). Шифр кривых – отношение толщины пласта к базе наблюдения (ΔL) [16]

Акустические характеристики горных пород [17]

Породы	Параметры продольных волн		
	V_p , м/с	Δt_p , мкс/м	α_p , м ⁻¹
Изверженные			
Диабаз	6800	147	0,01
	6600 – 6900	145 – 152	–
Гранит	6000	167	0,01
	5700 – 6500	154 – 175	–
Кварцит	6500	182	0,01
	5300 – 5800	172 – 189	–
Осадочные			
<i>Терригенные</i>			
Песок	–	–	–
	1500 – 1800	555 – 670	–
Песчаник	–	–	–
	3000 – 5700	175 – 333	1,1 – 1,6
Алевролит	–	–	–
	3800 – 4900	204 – 263	0,9 – 1,2
Глина	3000	333	1,38
	2000 – 3300	300 – 500	–
Аргиллит	–	–	–
	3300 – 4500	222 – 300	0,9 – 1,1
<i>Карбонатные</i>			
Известняк	–	–	–
	2600 – 7100	141 – 385	0,2 – 0,8
Доломит	–	–	–
	3000 – 7900	126 – 333	–
Мергель	–	–	–
	2000 – 3500	385 – 500	–
Мрамор	5600	179	–
	5100 – 6700	149 – 196	–
Мел	3200	312	–
	2600 – 3300	300 – 385	–
<i>Хемогенные</i>			
Ангидрит	5500	182	0,04
	5300 – 6100	164 – 189	–
Гипс	5750	174	0,04
	5700 – 5800	172 – 176	–
Галит (соль)	4800	218	0,04
	4200 – 4800	208 – 238	–

Примечание: В числителе – наиболее вероятные значения; в знаменателе – пределы изменения параметра (прочерк означает отсутствие определения).

где $K_{п.нм}$ – кажущаяся пористость пласта по данным нейтронных методов с учетом влияния глинистости; $\Delta t_{гд}$, $\Delta t_{ж}$ – интервальные времена распространения упругой волны в чистых глинах и флюиде, заполняющем поровое пространство; $K_{гд}$ – коэффициент объемной глинистости пород; b – коэффициент, учитывающий влияние глубины залегания пласта через величину эффективного давления

$$b = (1 + \lg P_{эф}) / 2,6$$

Таблица 3

$\Delta t_{лит}$, мкс/м	Характеристика породы
< 110	Кавернозная либо загипсованная (в случае карбонатных пород), или имеет рассеянную глинистость
110-128	Доломиты
128-143	Доломито-известкового состава
143-160	Известняки
160-174	Известково-песчаного состава
174-198	Песчаники
> 198	Микротрещиноватая (микронеоднородная) или газонасыщенная, либо характеризуется потерями первых вступлений на диаграмме Δt_p , вследствие малых амплитуд продольной волны

В терригенном разрезе максимальные значения $\Delta t_{п}$ и a_p наблюдаются в глинах, минимальные – в плотных песчаниках и алевролитах. Промежуточные значения соответствуют песчаникам и алевролитам с различной пористостью и глинистостью. В неглинистом карбонатном разрезе величина $\Delta t_{п}$ отражает в основном пористость, отмечая минимальными показаниями плотные участки разреза, максимальными – породы с повышенной пористостью. Участки пород с высокой трещиноватостью, а также прослой мергелей и глин в карбонатном разрезе отличаются повышенными и максимальными показаниями $\Delta t_{п}$ и a_p

В общем случае наиболее достоверная оценка литологиче-

ского состава пород возможна в комплексе с диаграммами других методов ГИС.

3.6. Определение коэффициента пористости

Петрофизической основой определения коэффициента пористости пород по данным акустического метода является наличие тесной взаимосвязи между величинами $V_{P,S}$ (или $\Delta t_{P,S}$) и K_p . В однородной и изотропной идеально упругой среде скорость распространения упругих волн определяется значениями модуля Юнга E , коэффициента Пуассона ν и плотностью породы δ_p . Плотность пористой среды линейно зависит от коэффициента пористости:

$$\delta_p = \delta_{ск} - (\delta_{ск} - \delta_{ж})K_p, \quad (3.1)$$

где $\delta_{ск}$ – плотность твердой фазы, т.е. зерен, слагающих скелет породы; $\delta_{ж}$ – плотность заполнителя порового пространства.

В горных породах связь между фазами, составляющими породу, недостаточно совершенна. По этой причине зависимости $V_{P,S}$ от ν и δ_p следовательно, и от K_p отклоняются от закона, описываемого уравнениями (1.2) и (1.3).

На основании экспериментальных и теоретических исследований сред с несовершенными связями предложен ряд выражений, устанавливающих зависимости скорости (интервального времени) распространения продольных волн от пористости. Наиболее простые из них следующие:

- уравнение среднего времени, полученное М.Вилли, А.Грегори и Л.Гарднером

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск} + (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})K_p; \quad (3.2)$$

- уравнение степенной связи, предложенное В.Н.Дахновым

$$\Delta t_p = \Delta t_{ск} + K_p^{m_p} (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}) + K_{гп}^{m_{гп}} (\Delta t_{гп} - \Delta t_{ск}), \quad (3.3)$$

где $\Delta t_{гп}$ – интервальное время в глинистом цементе породы; $K_{гп}$ – объемная глинистость; m_p и $m_{гп}$ – показатели зависящие соответственно от структуры и степени цементации коллектора, изменяю-

щиеся от 0,7 до 1,5 и возрастающие с увеличением уплотнения;

- уравнение Г.Вахгольца (1962 г)

$$\Delta t_{ск} = \Delta t_{ск} + bK_{п} + cK_{п}^2 + dK_{п}^3, \quad (3.4)$$

где b, c, d – функции параметра

$$a = 1,4 \left[\frac{1}{3} + \frac{2}{3} \sqrt{\frac{E(1-\nu^2)^2}{3P_{эф}}} \right]$$

Параметр a является функцией формы пор, материала и состояния напряжения скелета.

В основу уравнений (3.2) и (3.3) положена линейная зависимость между скоростью (или интервальным временем) и пористостью. В них не учитывается влияние горного и пластового давлений, хотя их роль увеличивается с уменьшением пористости.

Уравнение (3.4) позволяет учитывать эффективное давление. Оно дает удовлетворительные результаты во всем диапазоне пористости. Ограниченность его применения связана со сложностью оценки параметра a.

Для пористых сред, содержащих глинистые включения в порках, В.М.Добрыниным (1972 г) получено уравнение, позволяющее учитывать особенности упругих свойств изучаемых пород и влияние всестороннего сжатия на скорость упругих волн:

$$V_p = 2,9410^8 \frac{(\beta_{п} + \beta_{ж} + \mu\beta_{ск})}{[(K_{п}\beta_{п} + \beta_{ск})(\beta_{ж} - \mu\beta_{ск}) + \beta_{п}\beta_{ск}][\beta_{ск} - (\beta_{ск} - \beta_{ж})K_{п}]} \frac{(1-\nu)}{(1+\nu)} \quad (3.5)$$

где μ – коэффициент, учитывающий относительное содержание и сжимаемость глинистых частиц; $\beta_{ск}$, $\beta_{п}$, $\beta_{ж}$ – коэффициенты сжимаемости соответственно твердой фазы, объема порового пространства и его заполнителя.

Уравнение (3.5) определяет зависимость между скоростью V_p и $K_{п}$ пород с совершенной связью между твердой и жидкой фазами.

Условие совершенства связи хорошо удовлетворяет низкопористым трещинным и трещинно-кавернозным карбонатным коллекторам.

Неглинистые коллекторы. Коэффициент пористости в неглинистых коллекторах можно определять одним из следующих способов.

1. Величину K_n устанавливают по зависимостям $\Delta t_n = f(K_n)$ типа "кern - kern" или "геофизика - kern", полученным с помощью представительной коллекции керна, с учетом эффективного давления и температуры, характерных для данного разреза.

2. Применяют статистические уравнения, выражающие зависимость интервального времени от пористости и глубины залегания пород, которая служит косвенным показателем термобарических условий изучаемого разреза.

Предложенные способы позволяют оценивать коэффициент пористости с достаточно высокой точностью. Погрешность оценок K_n по Δt_n может быть существенно снижена (до 1,5-2%) при использовании данных нескольких методов ГИС, то есть путем применения уравнений множественной корреляционной связи.

3. Используют уравнения (3.2) или (3.3) с дальнейшим внесением поправок за уплотнение (эффективное давление) и нефтегазонасыщенность. Данный способ наиболее распространен на практике. В соответствии с уравнением (3.2) получают следующее выражение для K_n :

$$K_n = (\Delta t_n - \Delta t_{ск}) / (\Delta t_ж - \Delta t_{ск}), \quad (3.6)$$

которое справедливо для пород с мономинеральным составом скелета при насыщении пор одним флюидом.

Степень влияния различных параметров, входящих в уравнение (3.6), на точность оценки K_n неодинакова. Интервальное время в заполнителе порового пространства зависит от состава флюидов и изменяется в зависимости от температуры и давления (глубина залегания). Для водных растворов оно определяется достаточно точно (в мкс/м) по эмпирическому выражению [4]:

$$\Delta t_B = \frac{712(1 - a_p \cdot P)}{(1 + a_t \cdot t + b_t \cdot t^2)(1 + a_c \cdot C_B)}, \quad (3.7)$$

где C_B – минерализация, кг/м³; p – давление, МПа; t – температура, °С.

В уравнении (3.7) $a_p = 1,2 \cdot 10^{-3}$ МПа⁻¹; коэффициенты a_t и b_t убывают с возрастанием концентрации C_B солей, растворенных в воде; a_c убывает с возрастанием температуры. Наиболее вероятны следующие значения коэффициентов: $a_t = 2,2 \cdot 10^{-3}$ °С⁻¹, $b_t = 1,4 \cdot 10^{-5}$ °С⁻² и $a_c = 5,5 \cdot 10^{-4}$ °С⁻¹. Величина $\Delta t_{ж}$ для пластовой воды составляет 560-650 мкс/м, для фильтрата пресной промывочной жидкости $\Delta t_{ж} = 600-620$ мкс/м, для смеси пресного фильтрата с пластовой водой средней минерализации $\Delta t_{ж} = 580-600$ мкс/м. Для нефти в зависимости от ее плотности δ_H и газового фактора Γ $\Delta t_{ж} = \Delta t_H$ составляет 700-770 мкс/м, увеличиваясь с ростом Γ и уменьшением δ_H . Величина $\Delta t_{г}$ в газе меняется в широких пределах в зависимости от термобарических условий от 1000 до 2260 мкс/м. В связи с резким отличием $\Delta t_{г}$ от $\Delta t_{ж}$ в воде и нефти, присутствие газа в породе в зоне исследования акустическим методом всегда завышает величину $\Delta t_{ж}$, следовательно, и $\Delta t_{п}$.

В нефтеносном коллекторе

$$\Delta t_{ж} = \Delta t_B(1 - K_H) + \Delta t_H K_H,$$

В газоносном

$$\Delta t_{ж} = \Delta t_B(1 - K_G) + \Delta t_G K_G,$$

где K_H и K_G – соответственно коэффициенты нефте- и газонасыщения породы в зоне исследования акустическим методом.

Наибольшие ошибки при определении $K_{п}$ возникают из-за неверной оценки интервального времени в твердом скелете породы, соответствующего скорости V_p при $K_{п} \rightarrow 0$.

Существует несколько способов определения $\Delta t_{ск}$.

1. Использование значений $\Delta t_{ск} = \Delta t_m$, полученных для определенных минералов в атмосферных условиях (табл.4).

Таблица 4

Минерал	Δt_m , мкс/м	Минерал	Δt_m , мкс/м
Кварц	164	Кальцит	155
Полевой шпат	170	Ангидрит	164
Слюды	178	Гипс	172
Доломит	142	Каменная соль	208-230

Однако такой подход в некоторых случаях может привести к значительным погрешностям, поскольку диапазон изменения скоростей в твердой фазе литологически однотипных пород даже при атмосферных условиях довольно широк и может измениться в зависимости от состояния поверхности зерен и акустического контакта между ними.

2. Линейная экстраполяция зависимости $\Delta t_{\Pi} = f(K_{\Pi})$ к нулевой пористости, основанная на сопоставлении скорости, измеренной в скважине, с величинами K_{Π} , определенными на керне при сплошном его отборе.

3. Сопоставление интервального времени и удельного сопротивления породы, полученного по результатам одного из электрических методов, например, экранированным зондом. В этом случае по оси абсцисс откладывают Δt_{Π} в линейном масштабе, а по оси ординат – значения ρ_K в масштабе $y = \rho_K^{-1/2}$. Интервальное время Δt_{TB} находят в результате экстраполяции полученной зависимости до пересечения с осью ординат в точке $\rho_K \rightarrow \infty$.

Опыт использования уравнения (3.6) показывает, что оно дает удовлетворительные результаты для сцементированных слабглинистых пород ($C_{гл} < 5-10\%$) с межзерновой пористостью более 20% при насыщении пор водой и эффективном давлении $P_{эф} \geq 40$ МПа. При несоблюдении этих условий необходим учет влияния эффективного давления, нефтегазонасыщения флюида, глинистости на измеряемые величины скорости (или интервального времени).

Для учета эффективного давления в зависимости от степени

консолидации пород поправку за уплотнение вносят различными способами. Примером прямого учета $P_{эф}$ для *цементированных* пород может служить способ, предложенный В.М.Добрыниным (1965 г.). Поправка за давление вносится в значения скорости или интервального времени по следующему эмпирическому соотношению:

$$V_{P_{эф,1}} / V_{P_{эф,2}} = \Delta t_{P_{эф,2}} / \Delta t_{P_{эф,1}} = (P_{эф,1} / P_{эф,2})^n \quad (3.8)$$

где n – показатель, зависящий от степени цементации, глинистости и характера насыщенности породы, изменяющийся от 0,02 для крепких водонасыщенных пород до 0,2 для рыхлых газонасыщенных. Средние значения показателя n для водонасыщенных песчаников и алевролитов составляют 0,051-0,067, для известняков 0,021-0,029, для доломитов 0,038-0,045 [10].

Выражение (3.8) позволяет привести значения интервального времени к эффективному давлению, равному 40 МПа с последующим использованием для оценки $K_{п}$ уравнения среднего времени.

Способ учета эффективного давления путем пересчета константы $\Delta t_{ж}$ опробован для пород продуктивных отложений Юго-Восточной Туркмении [12]. Исправленное значение $\Delta t'_{ж}$ рассчитывают для каждого типа пород по формуле

$$\Delta t'_{ж} = (\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}) (lg 40 / lg P_{эф}) + \Delta t_{тв}$$

На месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, необходимо учитывать изменение давления внутриводной жидкости во времени. Так, например, при снижении пластового давления величины $K_{п\text{лам}}$ оказываются значительно ниже истинных $K_{п\text{ист}}$. В тех скважинах, где произошло увеличение пластового давления по сравнению с начальным,

$$K_{п\text{лам}} > K_{п\text{ист}}$$

Следует иметь в виду, что учет влияния на зависимость $\Delta t_{п} = f(K_{п})$ только эффективного давления может привести к сис-

тематической ошибке при определении $K_{п}$ по АМ. Наиболее надежный способ учета термобарических условий при оценке $K_{п}$ по АМ состоит в получении для данного геологического объекта зависимости показаний $\Delta t_{п}$, определенных по результатам исследований в скважинах, от $K_{п}$, установленных по данным представительного керна, с приведением величин $K_{п}$ к условиям пласта (учет $R_{эф}$ представительного керна, с приведением величин $K_{п}$ к условиям пласта (учет $R_{эф}$ и $t_{пл}$). Для этого необходимо наличие параметрической скважины с полным отбором и исследованиями керна в пределах изучаемых продуктивных отложений.

Интервальное время в *несцементированных* породах меняется сильнее, чем это следует из уравнения (3.8). Для введения поправки за уплотнение в несцементированных породах и определения истинного значения пористости фирма Шлюмберже рекомендует следующее соотношение.

$$K_{п.ист} = K_{п.ф} \frac{330}{\Delta t_{гп} \cdot C_{\delta}} \quad (3.9)$$

где $K_{п.ф}$ – фиктивное значение пористости, рассчитанное по формуле (3.2); $\Delta t_{гп}$ – интервальное время в глинах на уровне залегания исследуемых пород; C_{δ} – коэффициент уплотнения, изменяющийся от 0,8 до 1,2 в зависимости от литологии пласта и вмещающих глин; 330 – постоянный множитель, соответствует интервальному времени в уплотненных глинах. Это значение может соответствовать глинам преимущественно гидрослюдистого состава, залегающим на глубине около 2000 м [2].

Для точного установления коэффициента C_{δ} в заданном районе его величину рассчитывают по уравнению (33), где $K_{п.ист}$ оценивают по данным других методов исследования.

Учет состава насыщающего флюида. В связи с тем, что радиус исследования стандартным АМ в коллекторах не выходит за пределы зоны проникновения, при количественной интерпретации диаграмм Δt необходимо учитывать влияние остаточной нефте- или

газонасыщенности. Учет характера насыщенности коллекторов при определении K_n рекомендуется только для высокопористых и слабосцементированных пород.

В нефтеносных коллекторах

$$K_{п.ист} = K_{п.ф} \cdot b_n,$$

в газоносных коллекторах

$$K_{п.ист} = K_{п.ф} \cdot b_r$$

где $K_{п.ист}$ – истинные значения коэффициента пористости нефтеносного и газоносного коллектора; b_n и b_r – эмпирические коэффициенты. Рекомендуемые значения для $b_n = 0,85-0,95$, $b_r = 0,65-0,85$. Конкретную величину этих коэффициентов устанавливают с учетом плотности и газового фактора нефти (b_n) или термобарических условий (b_r). При достаточно глубоком проникновении фильтрата промывочной жидкости поправки за защемленные нефть и газ могут быть значительно меньше. В сцементированных коллекторах низкой и средней пористости при определении K_n по Δt_n характер насыщенности можно не учитывать.

Для глинистых коллекторов с рассеянной глинистостью уравнение среднего времени записывают в виде

$$\Delta t_n = \Delta t_{ск} + K_n(\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}) + K_{гл}(\Delta t_{гл} - \Delta t_{ск})$$

Отсюда

$$K_n = \frac{\Delta t_n - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}} - K_{гл} \frac{\Delta t_{гл} - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}}$$

(3.10)

Для учета влияния глинистости при оценке K_n по данным АМ разработано несколько способов.

1. Внесение поправки за глинистость в величину K_n , рассчитываемую по уравнению (3.6).

Вычитаемое в правой части уравнения (3.10) характеризует искажающее влияние глинистости на коэффициент пористости. Величина отношения при $K_{гл}$ изменяется от 0,2 до 0,6 в слонстом

коллекторе и от 0,4 до 1 в породе с рассеянной глинистостью [4].

Коэффициент объемной глинистости оценивают по данным ГМ или СП. За величину $K_{ГЛ}$ в карбонатных породах можно принять объемное содержание нерастворимого остатка для случаев, когда глина является доминирующим материалом в нерастворимом остатке породы. Интервальное время в глинах $\Delta t_{ГЛ}$ выбирают в зависимости от характера распределения глинистого материала, глубины залегания и пористости глин. С глубиной величины $K_{п.гл}$ и $\Delta t_{ГЛ}$, закономерно уменьшаются для глин любого минерального состава (табл.5 [2]).

Таблица 5

Значения $\Delta t_{ГЛ}$ для глин различной пористости и минерального состава

Глубина, м	$K_{п.гл}, \%$		$\Delta t_{ГЛ}, \text{мкс/м}$	
	Интервал	Среднее	Интервал	Среднее
300	40-60	50	450-550	500
1000	25-35	30	360-430	400
2000	12-18	15	290-360	330
3000	8-12	10	260-330	295
4000	6-8	7	250-310	280
5000	4-6	5	230-290	260

Данные табл.5 являются результатом обобщения петрофизических определений на искусственных образцах глин, а также результатов интерпретации данных ГИС по различным регионам. Интервал изменения $\Delta t_{ГЛ}$, при фиксированном значении $K_{п.гл}$ отражает влияние минерального состава глин: минимальные $\Delta t_{ГЛ}$ соответствуют глинам каолинитового, максимальные – монтмориллонитового состава, средние $\Delta t_{ГЛ}$, характерны для глин преимущественно гидрослюдистого состава с примесями каолинита и хлорита. Из табл.5 следует, что значение $\Delta t_{ГЛ} = 330 \text{ мкс/м}$, наиболее часто рекомендуемое в литературе, особенно зарубежной, соответствуют

частному случаю глин гидрослюдистого состава на глубине 2 км. Предположение о равенстве интервального времени в рассеянных глинах и жидкости с определенной долей условности может выполняться только для высокопористых коллекторов, находящихся на глубинах менее 300 м.

При незначительном содержании глины в породе ($K_{гг} < 10\%$), характерном для коллекторов, глинистый материал заполняет поры, образованные каркасом скелетных зерен, и не испытывает геостатической нагрузки, которая полностью приходится на каркас. В этом случае полагают $\Delta t_{гг} = 400-500$ мкс/м, как в слабоуплотненных глинах. С ростом $K_{гг}$ часть глинистого цемента становится уплотненной под действием геостатической нагрузки и $K_{п.гг}$ приближается к значению, соответствующему глубине залегания пласта. В данном случае принимают $\Delta t_{гг}$, незначительно превышающим соответствующее глубине пласта значение в табл.5.

В табл.6 приведены расчетные значения $\Delta t_{гг.р}$ в карбонатных коллекторах с рассеянной глинистостью (верхний мел, Восточное Предкавказье) [13].

Таблица 6

$K_{гг}, \%$	$\Delta t_{гг.р}, \text{мкс/м}$	
	Интервал	Среднее
5-7,5	275-460	302
7,5-10	310-500	393
10-12,5	360-600	462
12,5-15	400-600	466
15-20	400-640	466

Для определения формы нахождения глинистого материала в осадочных породах можно использовать сопоставление пористости с содержанием глинистого материала $S_{гг}$ (или нерастворимого остатка), определяемого в результате комплексной интерпретации методов ГИС. В породах с рассеянной глинистостью наблюдается снижение пористости с увеличением глинистости. В случае сло-

стой глинистости картина меняется – с ростом $C_{гг}$ наблюдается увеличение $K_{п}$.

2. Способ фирмы Шлюмберже.

Поправку за глинистость вносят путем умножения величины $K_{п}$, рассчитанной по уравнению (3.6), на множитель $1/(2 - \alpha_{сп})$, где $\alpha_{сп}$ – относительная амплитуда аномалии потенциалов самопроизвольной поляризации.

3. Определение $K_{п}$ по палеткам $\Delta t_{п} = f(K_{п})$.

При известных величинах объемной $K_{гг}$ или относительной глинистости $\eta_{гг}$, установленных по данным ГИС или представительного керна, истинную величину пористости определяют по палеткам $\Delta t_{п} = f(K_{п})$ с шифром кривых $K_{гг}$ или $\eta_{гг}$.

4. Способ Г.Р.Пикетта.

Коэффициент пористости оценивают по палеткам $\Delta t_{п} = f(\alpha_{сп})$, построенным для разных значений эффективного напряжения. Шифр кривых – искомая величина $K_{п}$.

Для коллекторов со слоистой глинистостью уравнение среднего времени может быть записано в виде

$$\Delta t_{п.гг} = \Delta t_{пес}(1 - \chi_{гг}) + \Delta t_{гг} \chi_{гг} \quad (3.11)$$

где $\Delta t_{п.гг}$, $\Delta t_{пес}$, $\Delta t_{гг}$ – интервальные времена соответственно в слоистом глинистом, чистом песчаном коллекторах и в прослоях глины; $\chi_{гг}$ – доля по толщине глинистых прослоев в пачке. За величину $\Delta t_{гг}$ принимают значение интервального времени во вмещающих глинах, $\Delta t_{п.гг}$ определяют по диаграмме АМ против исследуемого пласта. Определив $\chi_{гг}$ по данным одного из методов глинистости, по формуле (3.11) рассчитывают значение интервального времени в чистом коллекторе, которое в дальнейшем используют для оценки пористости песчаных прослоев по уравнению (3.6).

Для случаев, когда в породе одновременно содержится рассеянный и слоистый глинистый материал, выражение для коэффициента пористости существенно усложняется:

$$K_{п.ам} = \frac{\Delta t_{п} - K_{г.л.сл} \Delta t_{г.л.сл} - (1 - K_{г.л.сл})(1 - K_{г.л.р}) \Delta t_{ск} \Delta t_{г.л.р}}{(1 - K_{г.л.сл})(\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск})}$$

где $K_{г.л.сл}$ и $K_{г.л.р}$ — объемное содержание слоистой и рассеянной глины.

Практическое применение последней формулы затруднено, поскольку нет методов, позволяющих с достаточной точностью определять отдельно объемы слоистой и рассеянной глины.

Для расчета $K_{п}$ глинистых нецементированных коллекторов с учетом формулы (3.9) может быть применено следующее выражение:

$$K_{п.ист} = K_{п.ф} \frac{1}{2 - \alpha_{сп}} \cdot \frac{330}{\Delta t_{г.л} \cdot C_{\delta}}$$

В карбонатных разрезах, представленных чередованием известняков, доломитов, доломитизированных известняков с различной степенью доломитизации, коэффициент пористости с одновременной оценкой состава скелета устанавливают путем комплексной интерпретации данных акустического, нейтронного (НТМ или ННМ-Т) и гамма-гамма методов (ГТМ-П). При отсутствии пустот вторичного происхождения, величины $K_{п}$, получаемые таким путем, отражают общую пористость породы $K_{п.общ}$.

В карбонатных разрезах с присутствием трещинных и кавернозно-трещинных коллекторов величина интервального времени $\Delta t_{п}$ зависит не только от пористости породы, но и от структуры пустотного пространства. В трещиноватых участках разреза возможно завышение $\Delta t_{п}$, соответственно и $K_{п.ам}$, за счет проскальзывания циклов, особенно при преобладании горизонтальной трещиноватости. В кавернозных, наоборот, при диаметре каверн больше 1 см продольная волна распространяется в основном по блоку породы с межзерновой пористостью, обходя каверны. Поэтому величины $K_{п.ам}$, определенные по уравнению (3.6), будут характеризовать, главным образом, межзерновую пористость, определяемую соотношением $K_{п.мз} = K_{п.общ} - K_{п.к}$. Аналогичная картина будет

наблюдаться и в трещинно-кавернозных коллекторах. В общем случае коэффициент пористости, определяемый по данным акустического метода в коллекторах со сложной структурой порового пространства, будет заключен в пределах $K_{п.мз} < K_{п.ам} < K_{п.общ}$. Чем меньше размеры каверн, тем ближе $K_{п.ам}$ к значению $K_{п.общ}$, чем больше размеры каверн и расстояние между ними, тем ближе $K_{п.ам}$ к $K_{п.мз}$.

Вертикальная трещиноватость не оказывает влияния на скорость распространения упругих волн. Учитывая низкие величины трещинной пористости, в породах с преобладанием вертикальных трещин $K_{п.ам} \approx K_{п.общ}$.

Признак $K_{п.ам} < K_{п.общ}$ является одним из главных для выделения в карбонатном разрезе коллекторов кавернозных и смешанного типа – кавернозно-трещинных, кавернозно-межзерновых и т.п. Разность $K_{п.общ} - K_{п.ам}$ рассматривают как нижний предел каверновой $K_{п.к}$ или каверново-трещинной емкости $K_{п.тк}$.

В случае полиминерального скелета и сложной структуры порового пространства предварительно по данным комплексной интерпретации нейтронного и гамма-гамма плотностного методов устанавливают величины $K_{п.общ}$ и объемное содержание отдельных компонент в скелете породы. Затем по формуле (30) рассчитывают межзерновую пористость $K_{п.ам} \approx K_{п.мз}$. При этом состав скелета учитывается путем расчета $\Delta t_{ск}$ по формуле

$$\Delta t_{ск} = \sum_{i=1}^n \Delta t_i \cdot C_i$$

где Δt_i и C_i – соответственно интервальное время и объемное содержание i -той компоненты минерального скелета породы.

4. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДИАГРАММ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

В волновом АМ, выполняемом серийной аппаратурой АКН-1

или модернизированной в широкополосный вариант аппаратурой СПАК-4, осуществляется регистрация волн различных типов – продольных, поперечных, Лэмба-Стоунли и волн вторичного происхождения (отраженных, дифрагированных, обменных). В аппаратуре волнового АМ предусмотрено получение в аналоговой форме кинематических и динамических параметров основных видов упругих волн (P, S, L), а также фазокорреляционных диаграмм и волновых картин.

К числу основных задач, решаемых широкополосным АМ, помимо перечисленных выше в п. 3.1, относятся следующие:

- выявление в разрезах скважин коллекторов со сложной структурой порового пространства;
- оценка вторичной пористости в коллекторах трещинных, кавернозных и смешанного типа;
- оценка проницаемости коллекторов;
- оценка преимущественной ориентации трещин по отношению к оси скважины;
- выделение нефтегазонасыщенных коллекторов.

4.1. Выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства.

Основные признаки коллекторов с вторичной пористостью (трещиноватостью, кавернозностью) на диаграммах волнового АМ следующие:

- нарушение синфазности фазовых линий на ФКД;
- уменьшение амплитуд (соответственно увеличение коэффициента затухания) продольных, поперечных и лэмбовских волн;
- повышение значения интервального времени продольных волн в участках разреза, где преимущественно развита горизонтальная трещиноватость.

Однако, аналогичная картина может наблюдаться против глинистых пород, интервалов переслаивания пластов с резкими отражающими границами (например, известняков, глин) и т.п. По-

этому окончательную идентификацию коллектора, отнесение его к тому или иному типу по структуре порового пространства осуществляют в результате анализа всего комплекса данных АМ с привлечением других, наиболее информативных методов ГИС, позволяющих исключить мешающие факторы. К таким методам относятся методы радиометрии (ГМ+НГМ), кавернометрия, микрозондирование.

Интерпретационная схема для выделения в скважинах коллекторов с вторичной пористостью, составленная И.П.Дзезбанем [15], представлена на рис.7.

Межзерновой коллектор на диаграммах АМ характеризуется наличием четко выраженных фазовых линий от продольных, поперечных и лэмбовских волн, увеличением интервального времени за счет повышенной межзерновой пористости, слабым уменьшением амплитуд S-волн, сильным снижением амплитуд L-волн и некоторым увеличением амплитуд P-волн. Против межзерновых газонасыщенных коллекторов возможно понижение амплитуд A_p , что объясняется их повышенным затуханием за счет наличия газа. В межзерновых коллекторах $K_{п.ам} \approx K_{п.нм(ггм)}$. Пример выделения межзернового газонасыщенного коллектора показан на рис.8 [16].

Для *межзерново-трещинного коллектора* характерно увеличение интервального времени Δt_p , искажение фазовых линий, особенно в области поперечных волн, уменьшение амплитуд поперечных и лэмбовских волн на аналоговых кривых и волновых картинах (см. рис.7, 9). Уменьшение амплитуд продольных волн в этом коллекторе отмечается только в интервалах с сильно развитой трещиноватостью, где наблюдается значительное уменьшение A_p за счет затухания упругих волн, обусловленного наличием трещин.

Значения коэффициентов пористости по АМ и НГМ в данном коллекторе совпадают, что свидетельствует о преобладающем влиянии на Δt развитой межзерновой пористости.

Низкопористые межзерново-трещинные коллекторы характеризуются снижением амплитуд поперечной волны, увеличением степени искажений фазовых линий (особенно в области поперечной волны) на ФКД, что связано с наличием трещиноватости,

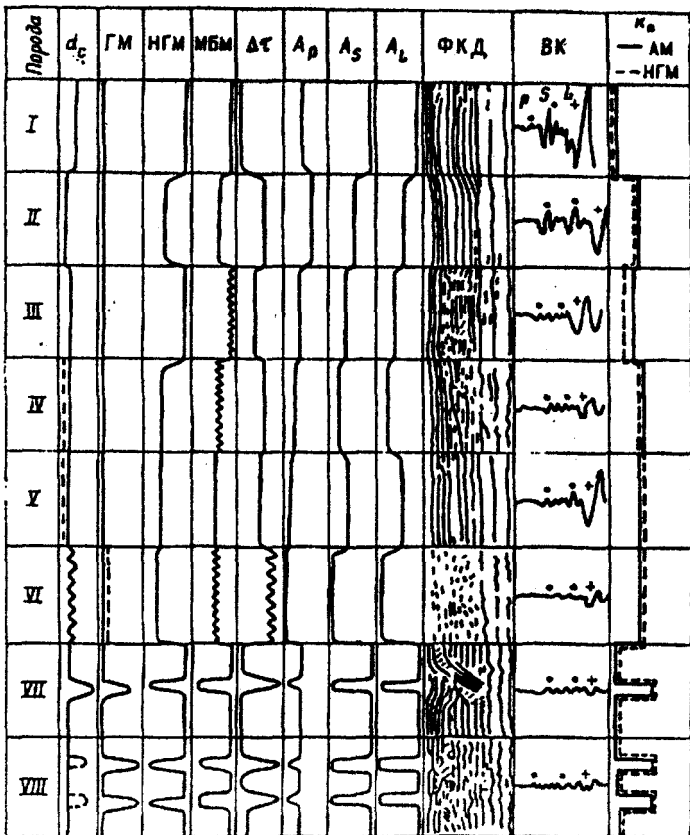


Рис. 7 Интерпретационная схема для выделения карбонатных коллекторов и учета мешающих факторов.

- I – плотная, монолитная порода;
- II – коллектор с межзерновой пористостью;
- III – низкопористый трещинный коллектор;
- IV – межзерново-трещинный коллектор;
- V – межзерново-кавернозный коллектор;
- VI – межзерново-кавернозно-трещинный коллектор;
- VII – размытый глинистый пласт;
- VIII – переслаивание известняков и глин.

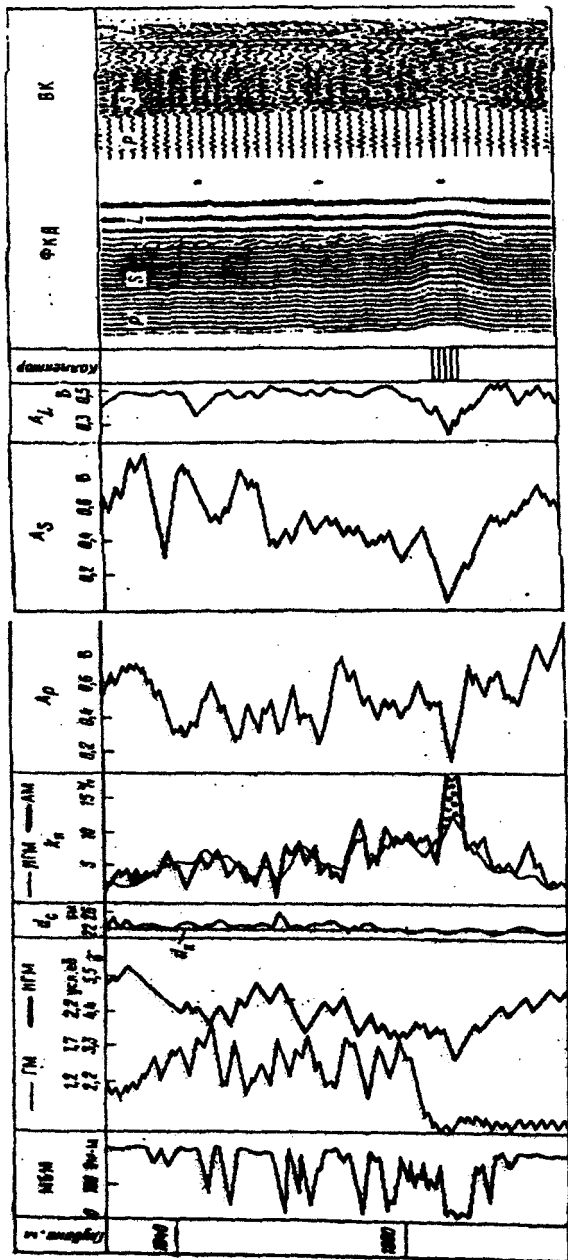


Рис.8 Пример выделения межзернового газонасыщенного коллектора на Оренбургском ГКМ (по И.П.Дзедбаню)

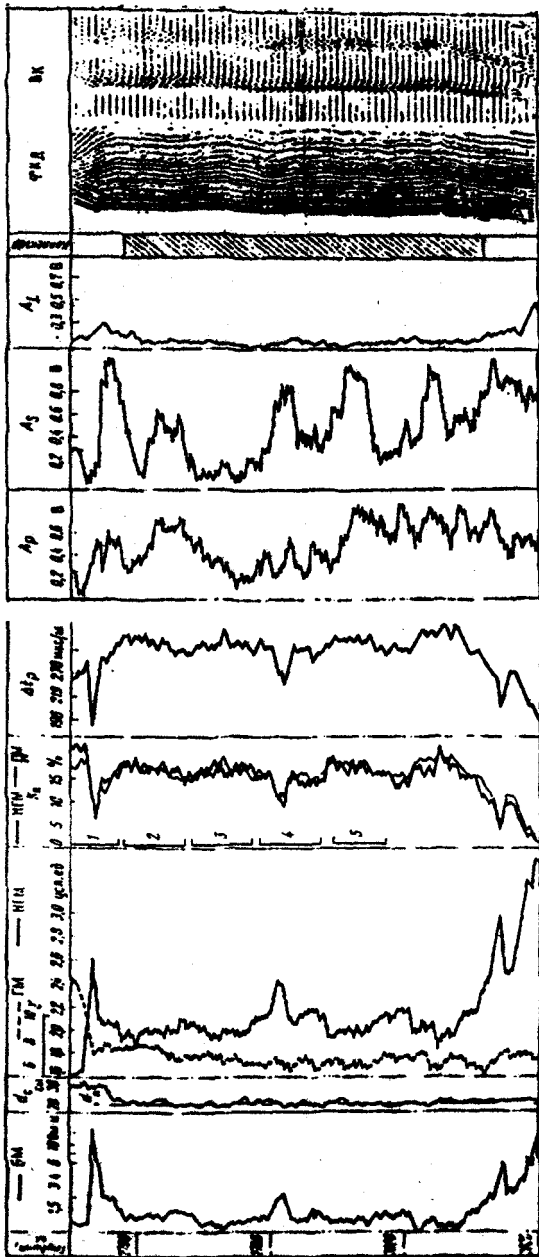


Рис.9 Пример выделения межзерново-трещинного коллектора (заштрихован) на Лесной площади (по И.П.Дзезбаню)
 В графе Кп показаны интервалы притока пластовой воды с дебитом, м³/сут:
 1 - 4,6; 2 - 8,2; 3 - 4,4; 5 - 3,0.

превышением значений $K_{п.ам}$ над $K_{п.нм}$.

Кавернозно-трещинный и *межзерново-кавернозно-трещинный коллекторы* на диаграммах волнового АМ характеризуются одинаковыми признаками: увеличением интервального времени, уменьшением амплитуд Р-, S- и L-волн, сильным скажемением фазовых линий, вплоть до их исчезновения на ФКД (рис.10) [16]. Отличить кавернозно-трещинный коллектор от межзерново-кавернозно-трещинного можно, привлекая данные других методов ГИС (НГМ, ГТМ, микрокаверномер, коркомер).

В зависимости от процентного содержания трещин и каверн в данных коллекторах значения $K_{п.нгм}$ и $K_{п.ам}$ либо совпадают, либо $K_{п.нгм} > K_{п.ам}$.

Выделение в разрезе коллекторов с интенсивно развитыми вторичными пустотами возможно также по кинематическим и динамическим параметрам только продольных волн. Для них характерно повышенное затухание продольных волн, превышение коэффициента пористости, определенного по данным методов радиометрии (НГМ), над $K_{п.ам}$. Однако и в этом случае для однозначной идентификации пород следует привлекать комплекс методов ГИС, чтобы исключить мешающие факторы, о которых говорилось выше.

4.2. Определение коэффициентов трещинной и каверновой пористости

Коэффициент сжимаемости пор породы ($\beta_{п.тк}$), содержащей трещины, каверны и межзерновые поры, в общем виде определяется следующим выражением [5]:

$$\beta_{п.тк} = \frac{K_T}{K_n} \beta_T + \frac{K_{кав}}{K_n} \beta_{кав} + \frac{K_{п.мз}}{K_n} \beta_{п.мз} \quad (4.1)$$

где K_n , K_T , $K_{кав}$ и $K_{п.мз}$ – коэффициенты общей, трещинной, кавернозной и межзерновой пористости соответственно; β_T , $\beta_{кав}$ и $\beta_{п.мз}$ – коэффициенты сжимаемости трещин, каверн и межзерновых

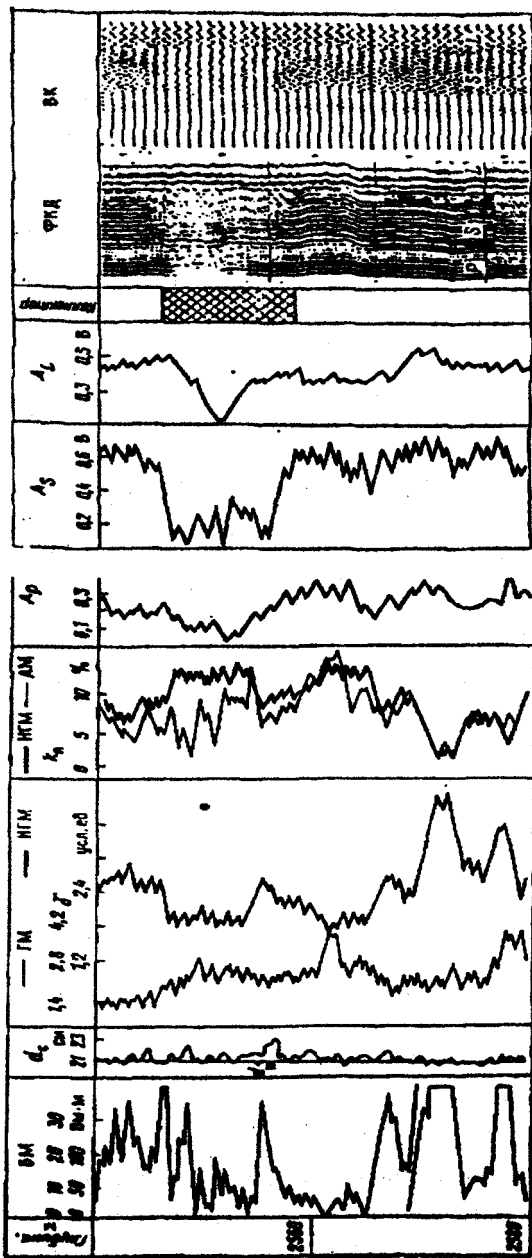


Рис.10 Пример выделения межзерново-трещинно-кавернозного коллектора (заштрихован) на Шуваловской площади (по И.П.Дзедбаню)

пор.

Для коллектора межзерново-трещинного типа уравнение (4.1) приобретает вид [6]

$$\beta_{п.т} = \frac{K_T}{K_n} \beta_n + \frac{K_{п.мз}}{K_n} \beta_{п.мз} = \frac{K_T}{K_n} \beta_T + \frac{K_n - K_T}{K_n} + \frac{K_n - K_T}{K_n} \beta_{п.мз} = \frac{K_T}{K} (\beta_T - \beta_{п.мз})$$

где $\beta_{п.т}$ — коэффициент сжимаемости пор породы межзерново-трещинного типа. Поскольку $\beta_T \gg \beta_{п.мз}$, последнее равенство можно упростить

$$\beta_{п.т} \approx \frac{K_T}{K_n} \beta_T + \beta_{п.мз} \quad (4.2)$$

Для породы межзерново-кавернового типа уравнение (4.1) можно записать в виде

$$\beta_{п.кав} = \frac{K_{кав}}{K_n} \beta_{кав} + \frac{K_{п.мз}}{K_n} \beta_{п.мз} = \frac{K_{кав}}{K_n} (\beta_{кав} - \beta_{п.мз}) + \beta_{п.мз} \quad (4.3)$$

Коэффициент сжимаемости породы ($\beta_{п.т}$, $\beta_{п.кав}$ и $\beta_{п.тк}$) можно определить по известной величине скорости распространения упругой продольной, поперечной волны (см. уравнения 1.2 и 1.3) или интервального времени Δt .

Связь интервального времени продольной волны с коэффициентом сжимаемости породы описывается следующим выражением:

$$\beta_n = \frac{3(1-\nu)}{\delta_n(1+\nu)} \cdot \Delta t_n^2 \quad (4.4)$$

Входящий в уравнение (4.4) коэффициент Пуассона определяют через скорости (1.5) или интервальные времена распространения продольных и поперечных волн:

$$\nu = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta t_s^2 - 2\Delta t_p^2}{\Delta t_s^2 - \Delta t_p^2} \right] \quad (4.5)$$

Плотность породы определяют по данным ГГМ-П или фор-

муле (3.1). Необходимое для оценки δ_{Π} значение коэффициента пористости устанавливают по данным методов радиометрии или представительному керну в изучаемых участках разреза.

В случае отсутствия полной волновой картины, или невозможности оценки V_s по ВК и ФКД (при сильном затухании поперечных волн на трещинах) приближенные значения коэффициента Пуассона можно установить по корреляционной зависимости $\nu = f(K_{\Pi})$, построенной для пород определенной литологии. Экспериментально установлено, что ν варьирует: для известняков и доломитов от 0,30 (кальцит) до 0,35 (высокопористые разности), для песчаников от 0,10 (кварц) до 0,20 (высокопористые разности) [6].

Входящий в уравнения (4.1-4.3) коэффициент сжимаемости межзерновых пор $\beta_{\Pi,мз}$ можно определить по уравнению (4.4), используя результаты исследований керна. Величину Δ_{Π} устанавливают путем прозвучивания образцов породы, имеющих только межзерновую пористость.

Как показывают лабораторные данные, в условиях, приближающихся к пластовым (эффективное напряжение 40-50 МПа, глубина залегания более 2000 м), коэффициент сжимаемости пор пород с межзерновым типом пористости ($\beta_{\Pi,мз}$) почти не зависит от величины самой пористости [5]. Поэтому для практических расчетов можно принять значения $\beta_{\Pi,мз}$ в доломитах – $10 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹, в известняках – $15 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹ и в кварцевых слабглинистых песчаниках – $20 \cdot 10^{-5}$ МПа⁻¹.

Коэффициент сжимаемости трещин можно определить несколькими способами:

- по формуле $\beta_T = \ln(K_1/K_2)/3\Delta P$, где K_1 и K_2 – коэффициенты продуктивности для двух значений пластового давления P_1 и P_2 в установившемся режиме, различающихся на величину ΔP [7];

- методом интерполяции, применяя следующее эмпирическое выражение [5]: $\beta_T = a \cdot 10^{-3}/P_{эф}$, где a – коэффициент, изменяющийся от 25 (мелкозернистый известняк) до 135 (кварциты). В работе [15] получены значения коэффициента a для известняков с пористостью 2 и 11%, которые соответственно равны 43,4 и 12,1.

Теоретическая оценка показывает [5], что сжимаемость вторичных изометрических пор (каверн) равна

$$\beta_{\text{кав}} = \frac{3(1 - \nu_M)}{2(1 - 2\nu_M)} \beta_M$$

где β_M – сжимаемость вмещающей каверны породы (матрицы), содержащей гидравлически не сообщающиеся между собой поры; ν_M – коэффициент Пуассона матрицы.

Основываясь на вышеизложенных теоретических представлениях и экспериментальных данных, В.М.Добрыниным предложена методика [6], позволяющая по данным двух геофизических методов (акустического и нейтронного, или гамма-гамма плотностного метода) устанавливать тип пористости, оценивать межзерновую пористостью, долю трещин и каверн в общей пористости в сложных карбонатных коллекторах. На рис.11 изображены теоретические зависимости между интервальным временем $\Delta t_{\text{п}}$ и общей пористостью карбонатных пород, вычисленные по уравнениям (4.2-4.4).

При использовании способа В.М.Добрынина следует иметь в виду, что $\beta_{\text{п}}$, $\beta_{\text{т}}$ и $\beta_{\text{кав}}$ могут изменяться в зависимости от глубины залегания и типа породы. Это "настроечные" константы в уравнениях. Именно таким путем построены палетки для известняков, доломитов и доломитизированных известняков месторождения Тенгиз, представленные на рис.11.

Пример применения методики В.М.Добрынина при изучении сложных карбонатных коллекторов месторождения Тенгиз показан на рис.12. Здесь рассмотрены две скважины – 4 и 8, различающиеся типами коллекторов в изучаемом разрезе. В скв.4 установлены трещинные, межзерновые и в небольшом количестве кавернозные коллекторы. Продуктивный разрез скв.8 сложен преимущественно породами межзернового и кавернозного типа. Доля коллекторов различных типов для этих скважин соответственно составила: межзерновых 38.5 и 40.5%; преимущественно трещинных 50 и 4.5%, кавернозных 11.5 и 55%.

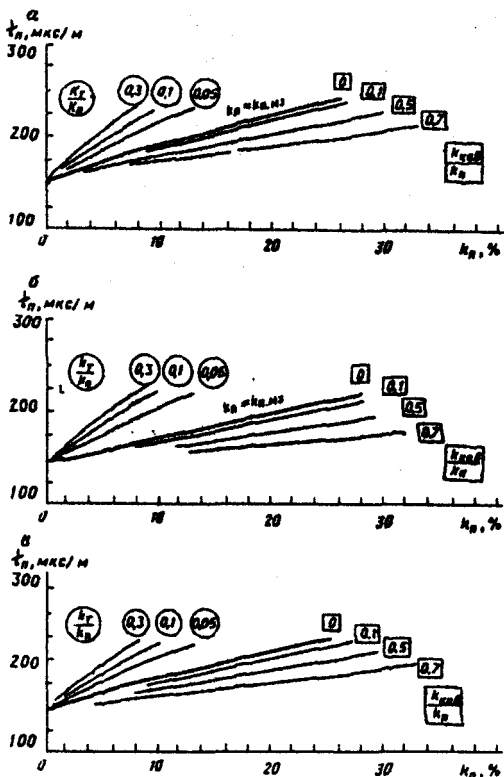
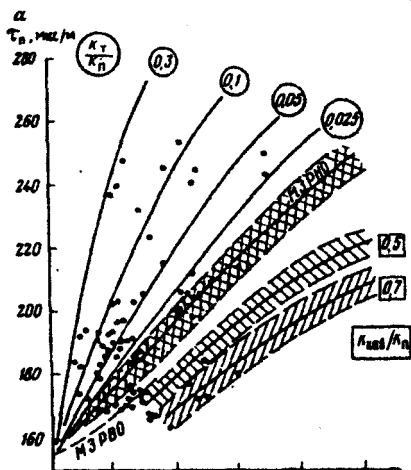


Рис.11 Теоретические зависимости $\tau_{п} = f(K_{п}, K_T, K_{кав})$ для карбонатных пород с межзерновой ($K_{п} = K_{п.мз}$), порово-трещинной ($K_T/K_{п}$) (в кружках) и порово-кавернозной ($K_{кав}/K_{п}$) пористостью (в квадратах) и для водонасыщенных или продуктивных пород, вскрытых скважинами на РВО. [6]

а - известняки, б - доломиты, в - доломитизированные известняки



а

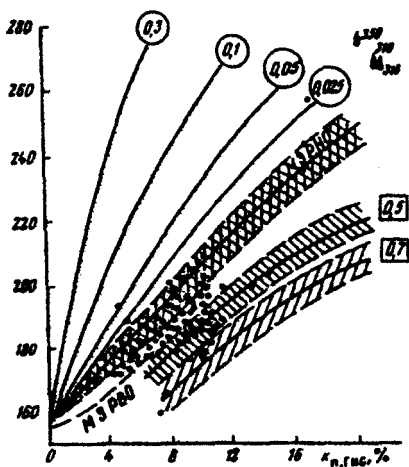


Рис.12. Сопоставление $\tau_{II} = f(K_{II, ГИС})$ с теоретическими кривыми $\tau_{II} = f(K_{II}, K_T, K_{квв})$ В.М.Добрынина [19]

Зависимости $\tau_{II} = f(K_{II})$ для межзерновых пород, вскрытых на растворах: МЗ РНО – на нефтяной основе, МЗ РВО – на водной основе, скважины: а – 4; б – 8

Наряду с описанным способом на практике широко используют следующее выражение для оценки каверновой пористости пород:

$$K_{п.к} = (K_{п} - K_{п.ам}) / (1 - K_{п.ам}) \quad (4.6)$$

где $K_{п}$ — общая пористость породы, определяемая по данным нейтронных или гамма-гамма плотностного методов. Выражение (4.6) справедливо, когда расстояние между кавернами сравнимо с длиной волны или больше нее, то есть когда каверны расположены в породе редко. В этом случае упругая волна огибает каверны и распространяется преимущественно по высокоскоростному скелету. Во всех остальных случаях получаемое по уравнению (4.6) значение каверновой пористости характеризует лишь минимально возможную величину.

В связи с тем, что сжимаемость трещин существенно выше, а сжимаемость каверн ниже сжимаемости пор матрицы породы, трещиноватость увеличивает коэффициент сжимаемости пор породы, а кавернозность уменьшает его. Поэтому могут возникнуть условия, когда эти два фактора "уравновесят" друг друга. Это условие "акустической прозрачности" можно записать в виде [6]:

$$\beta_{п.т} - \beta_{п.мз} = \beta_{п.мз} - \beta_{п.кав}$$

Таким образом, одновременное наличие в пласте кавернозности и трещиноватости при определенных соотношениях может быть не замечено интерпретатором. Уменьшить эту неоднозначность можно, используя при интерпретации коэффициент затухания продольных волн.

4.3. Определение проницаемости коллекторов.

Решение данной задачи на качественном уровне по данным волнового АМ осуществляют в настоящее время с использованием динамических параметров лэмбовских волн — амплитуды A_L и коэффициента затухания α_L . С этой целью на диаграммах аналоговых кривых A_L и α_L выделяют интервалы, характеризующиеся повышенным затуханием и снижением амплитуд волн Лэмба относительно плотных непроницаемых участков разреза. Затем выделен-

ные аномалии исправляют за влияние мешающих факторов (изменение диаметра скважины, наличие глинистых прослоев). По величине аномалий A_L и α_L , оставшихся после исправления кривых, судят о проницаемости коллектора.

Существует реальная возможность оценки коэффициента проницаемости пород-коллекторов по данным волнового АМ. В настоящее время в стадии разработки находятся методы определения $k_{пр}$ по величине динамических параметров поперечных волн и волн Лэмба. В основе их лежит повышенная чувствительность параметров $A_S(\alpha_S)$ и $A_L(\alpha_L)$ к увеличению фильтрационной способности горных пород, особенно в интервалах с вторичной пористостью и в первую очередь в трещиноватых коллекторах.

Так, например, для порово-трещинных коллекторов Оренбургского газоконденсатного месторождения получена корреляционная зависимость между параметрами α_S и $K_{пр}$ [12]: $\alpha_S = 5,61 + 0,975K_{пр}$ с коэффициентом корреляции, близким к 0,8.

Изучая изменение динамических параметров S- и L-волн во времени, можно контролировать изменение проницаемости коллекторов в процессе разработки залежи. По результатам сравнения $A_S(\alpha_S)$, полученным до и после обсадки скважины, можно определить изменение проницаемости вследствие проникновения в поровое пространство цементного раствора и изменение раскрытости пор за счет перераспределения горного давления.

4.4. Оценка преимущественной ориентации трещин.

В основу интерпретационной схемы для оценки преимущественной ориентировки трещин по отношению к оси скважины положены следующие особенности упругих волн [15, 16]:

- обменные волны образуются только на наклонных, а отраженные на горизонтальных трещинах и при хаотической трещиноватости;
- вертикальные трещины слабо влияют на кинематические и динамические параметры продольных и поперечных волн;

- волны Лэмба при наличии проницаемости практически одинаково затухают на трещинах различной ориентировки.

При решении данной задачи следует учитывать также характер искажения фазовых линий и местоположение искаженных участков по оси времен ФКД. Так, например, при хаотической трещиноватости обменные волны на ФКД присутствуют во всех случаях. При преимущественной ориентировке трещин в горизонтальном или вертикальном направлениях обменные волны выражены слабо. Зато участки разреза, где преобладают горизонтальные трещины, выделяются на ФКД более сильным затуханием поперечных волн.

Более полную информацию об углах наклона трещин можно получить, рассматривая в комплексе данных широкополосного АМ и инклинометрии. Сведения об ориентировке крупных трещин раскрытостью 2 мм можно получить по снимкам стенок скважин с помощью скважинного акустического телевизора в комплексе с данными ФКД и ВК.

5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ, УСТАНОВЛЕНИЕ ВНК И ГЖК, ВЫЯВЛЕНИЕ ИНТЕРВАЛОВ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Определение характера насыщенности коллекторов по данным АМ основано на следующих физических предпосылках:

- высокая чувствительность динамических параметров упругих волн к насыщению пород водой, нефтью или газом, особенно в случае сложного состава заполнителя порового пространства;
- зависимость радиуса исследования АМ от частоты излучения, что позволяет использовать низкочастотный вариант АМ для изучения свойств пласта в радиальном направлении как в обсаженных, так и в необсаженных скважинах;
- относительно слабая зависимость кинематических параметров Р- и S-волн от характера насыщенности коллекторов.

Влияние насыщенности на динамические параметры продольных и поперечных волн особенно проявляется при высокой пористости коллекторов. С увеличением пористости возрастают потери энергии упругих волн за счет термического и вязкоинерционного поглощения. Это приводит к тому, что в высокопористых породах наблюдается следующее распределение коэффициентов поглощения продольных и поперечных волн в зависимости от характера насыщенности: $\alpha_p \text{ вп} < \alpha_p \text{ нп} < \alpha_p \text{ гп}$, $\alpha_s \text{ вп} > \alpha_s \text{ нп} > \alpha_s \text{ гп}$ (вп, нп, гп – соответственно водо-, нефте- и газонасыщенный пласты). Дифференциация пород, насыщенных разными флюидами, по параметрам α_p и α_s превышает 40%, достигая в высокопористых коллекторах 300–400%.

Высокочастотная модификация АМ – эффективное средство выделения продуктивных коллекторов при неглубоких зонах проникновения в сочетании с электрическими или радиоактивными методами ГИС. Здесь следует рассмотреть следующие основные способы.

1. Графический способ основан на комплексной интерпретации данных электрометрии и акустического метода. При построении графика масштаб оси ординат выбирают в виде функции $\rho_p^{-1/2}$. По оси ординат откладывают значения ρ_p , полученные в результате интерпретации БЭЗ, ИМ или БМ, а по оси абсцисс – величины интервального времени Δt_p . Используя зависимости $\Delta t_p = f(K_p)$ и $R_H = f(K_B)$, строят линии равной водонасыщенности, которые пересекаются в точке с координатами $\rho_p = \infty$ и $\Delta t_p = \Delta t_{ТВ}$. После нанесения на график точек, соответствующих пластам исследуемой скважины, можно определить как характер, так и степень насыщенности пласта нефтью или газом.

2. Сопоставление значений коэффициентов пористости, определенных по данным электрических (БЭЗ, ИМ, БМ), радиоактивных (НГМ, ГТМ) и акустического методов. Пористость, определяемая по АМ, в коллекторах разных типов отражает межзерновую, межзерново-трещинную или общую пористость породы. Значение $K_{п.р}$ в продуктивных коллекторах в значительной степени занижено. Следовательно, в нефтегазонасыщенных пластах выдерживает-

ся соотношением $K_{п.р} < K_{п.ам}$. В водонасыщенных породах $K_{п.р} \approx K_{п.ам}$. Некоторое превышение $K_{п.р}$ над $K_{п.ам}$ возможно в трещиноватых коллекторах, при насыщении трещин водами высокой минерализации.

Незначительное влияние газонасыщенности пород на величину интервального времени $\Delta t_{п}$ позволяет в залежах с газовой шапкой по комплексу АМ и НГМ не только оценить характер насыщенности коллекторов, но и установить в разрезе положение ГНК. В газонасыщенных интервалах отмечается существенное превышение $K_{п.ам}$ над $K_{п.нгм}$ (рис.8). Дополнительный признак газонасыщенных коллекторов – увеличение коэффициента затухания α_r .

Разновидность данного способа – сравнение нормализованных по пористости кривых АМ, НГМ и одного из электрических методов. При наличии в разрезе нескольких литологических типов пород необходимо предварительно произвести учет литологии и только после этого решать задачу оценки характера насыщения.

Для прогнозирования вероятной продуктивности коллектора рассчитывают комплексный параметр, находящийся в прямой зависимости от параметра насыщенности и достигающий наибольших значений в породах, содержащих нефть и газ [4]

$$[\rho_{п}, \Delta t] = (\rho_{п} / \rho_{в}) \left(C_{\Delta t} \frac{\Delta t}{\Delta t_{ТВ}} \right)^m / a_{п}$$

где $[\rho_{п}, \Delta t]$ – условное значение комплексного параметра; $C_{\Delta t}$ – коэффициент пропорциональности в зависимости $K_{п} = C_{\Delta t} (\Delta t / \Delta t_{ТВ})$.

Если $\rho_{п}$ и $a_{п}$ постоянны в данном разрезе, то для качественной оценки продуктивности коллектора расчет комплексного параметра проводят по упрощенной формуле: $[\rho_{п}, \Delta t] = \rho_{п} (C_{\Delta t} \Delta t / \Delta t_{ТВ})^m$.

Применение *низкочастотной* модификации АМ позволяет увеличить радиус исследования и повысить эффективность определения положения ВНК и ГНК, а также интервалов обводнения продуктивных пластов в обсаженных скважинах, осуществляя ком-

плексный анализ амплитуд продольных и поперечных волн. Положение ВНК устанавливают по значительному снижению амплитуд продольной волны и увеличению амплитуд поперечной волны в нефтенасыщенной части разреза скважины по сравнению с показаниями в водонасыщенном коллекторе. Дифференциация показаний на ВНК для продольной волны составляет около 400%, а для поперечной – более 300%. Данные волнового АМ в условиях обводнения минерализованными водами по информативности близки к данным ИНМ.

Обводнение продуктивных пластов пресными водами приводит к повышению амплитуд продольных волн.

Битумные пласты и водобитумный контакт выделяют по увеличенным показаниям коэффициентов поглощения α .

Высокую эффективность при оценке степени насыщенности коллекторов нефтью или газом имеют также и кинематические характеристики упругих волн. В основу методики, разработанной В.М.Добрыниным, А.В.Городновым и В.Н.Черноглазовым [9], положена модифицированная теория упругих деформаций пористых насыщенных тел (М.Био и Ф.Гассман), которая позволяет связать упругие свойства породы в целом с упругостью ее отдельных компонент. На базе этой теории авторами разработаны петрофизические модели дифференциально упругих пористых сред с многофазным насыщением (вода, нефть, газ) и методики комплексной интерпретации данных волнового АМ и стандартных методов ГИС.

При определении нефте-газонасыщенности используется различие сжимаемостей основных компонентов коллектора – твердой фазы, минерального каркаса и флюидов – нефти, газа и воды (рис.13). Используя интервальные времена продольной Δt_p и поперечной Δt_s головных волн, получаемые в результате обработки данных низкочастотного АМ, а также плотность коллектора δ_p , можно рассчитать его упругие параметры. В частности, динамический коэффициент Пуассона ν_d (4.5) и полную объемную динамическую сжимаемость насыщенного коллектора

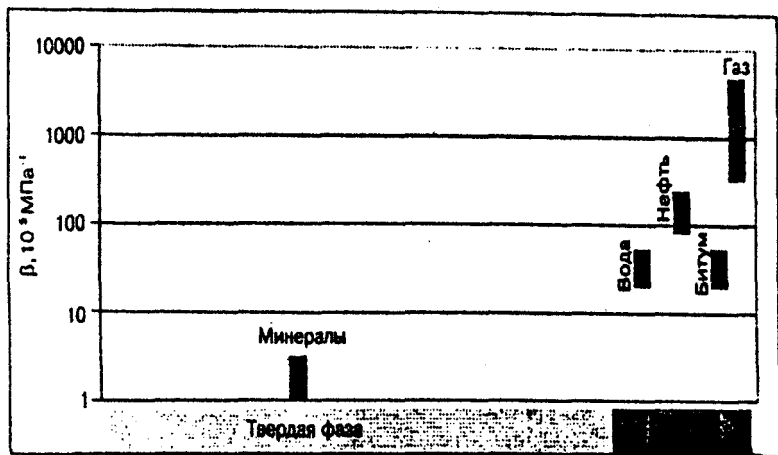


Рис.13. Распределение сжимаемости компонент нефтегазонасыщенных пород

$$\beta_{\text{од}} = \frac{1}{\delta_{\text{п}}} \left[\frac{3\Delta t_{\text{p}}^2 \cdot \Delta t_{\text{c}}^2}{3\Delta t_{\text{c}}^2 \cdot \Delta t_{\text{p}}^2} \right]$$

По измеренным в скважине значениям $v_{\text{д}}$ и $\beta_{\text{од}}$ в нефтеносном и водоносном пластах вычисляется индекс насыщения ИН – безразмерная относительная величина, являющаяся аналогом параметра насыщения в электрических методах. Нормировка индекса насыщения производится на водонасыщенном пласте, в котором ИН = 1. Благодаря использованию относительных параметров в алгоритмах методики отпадает необходимость вычисления коэффициента пористости пласта.

Авторами получено аналитическое решение прямой задачи, связывающее индекс насыщения с коэффициентом нефтенасыщенности $K_{\text{н}}$ и другими "настроечными" упругими свойствами изучаемых пластов

$$ИН = F(K_H, \beta_P, \beta_{ТВ}, \beta_H, \beta_B), \quad (5.1)$$

где $\beta_P, \beta_{ТВ}, \beta_H, \beta_B$ – соответственно объемные изотермические сжимаемости пор, твердой породы, нефти и воды.

Полученная зависимость (5.1) используется для решения обратной задачи – определения K_H . На рис.14 в качестве примера приведены аналитические зависимости $ИН = f(K_H, K_G)$ для коллекторов одного из месторождений Западной Сибири. При заполнении пор коллектора только нефтью ($K_G = 0$) диапазон изменения ИН составляет порядка 400% при изменении K_H от 0 до 1. Высокая степень дифференциации параметра ИН дает возможность количественно оценивать коэффициент нефтенасыщения во всем диапазоне изменения насыщенности.

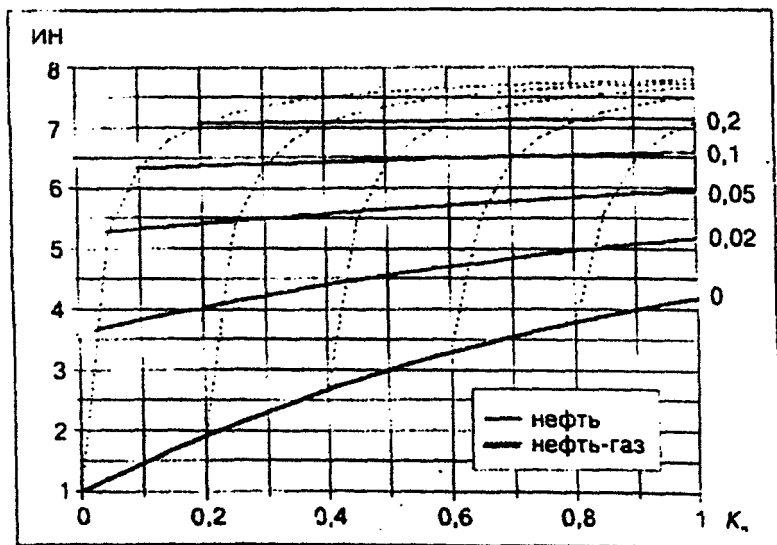


Рис.14. Зависимость индекса насыщенности ИН от коэффициента нефтенасыщенности K_H :

Шифр кривых – коэффициент газонасыщенности K_G .

Газ в свободной фазе обладает аномальной сжимаемостью и, даже в небольших количествах 2-5%, существенно увеличивает индекс насыщения пласта. Дальнейший рост газонасыщенности коллектора уже мало сказывается на росте ИН. Кривые $ИН = f(K_H)$ при $K_r > 0$ становятся более пологими и дифференциация по K_H снижается. Такой характер зависимости индекса насыщения от газонасыщенности позволяет уверенно выделять газонасыщенные пласты, газожидкостные контакты и техногенные залежи с низким коэффициентом газонасыщенности. Оценка K_H в нефтегазонасыщенных пластах становится затруднительной. В то же время газ в растворенном виде не является помехой для определения K_H . Его присутствие увеличивает сжимаемость нефти, тем самым усиливая ее контрастность по отношению к другим компонентам породы.

Как видим, достигнутая в данной методике чувствительность индекса насыщения, получаемого по кинематическим параметрам волнового АМ, к изменению нефтенасыщенности соизмерима с эффектом влияния нефтенасыщенности на поглощение упругих волн в пористых средах. На рис.15 приведен пример решения задачи определения по данным волнового АМ текущего насыщения и положения газожидкостного и водонефтяного контактов в открытом стволе оценочной скважины, пробуренной по уплотняющей сетке на обводненном участке длительно разрабатываемого нефтяного месторождения с газовой шапкой.

6. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ СКВАЖИННОГО АКУСТИЧЕСКОГО ТЕЛЕВИЗОРА

Скважинный акустический телевизор САТ-1 предназначен для получения изображения стенки скважины методом ультразвуковой эхолокации. Применяется в скважинах, заполненных глинистым раствором без утяжелителей плотностью $1,25 \text{ г/см}^3$, водой любой минерализации или нефтью. Аппаратура работает на любом каротажном кабеле [1].

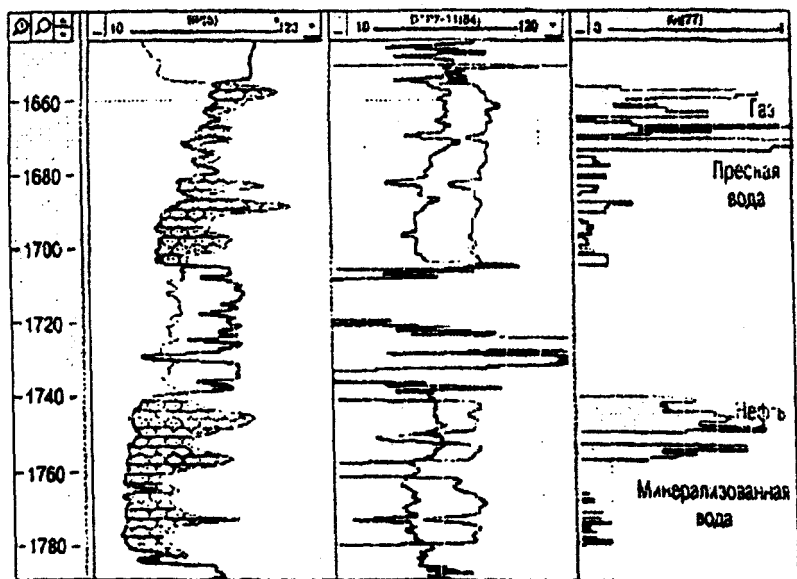


Рис. 15. Пример отбивки контактов и оценки нефтенасыщенности

Акустическое телевидение основано на методе отраженных волн. Основным элементом скважинного прибора является вращающийся высокочастотный пьезокерамический диск с собственной частотой излучения 1-2 МГц, выполняющий одновременно функции излучателя и приемника отраженного сигнала.

Излучатель упругих колебаний работает в импульсном режиме. За один оборот посылается около 1000 импульсов. Детальность исследования приближается к длине волны излучателя. При скорости регистрации 100 м/ч разрешающая способность записи по горизонтали и вертикали примерно одинакова и близка к 1 мм [12].

Принцип работы САТ заключается в следующем. Излучатель, возбуждаемый генератором импульсов, образует узконаправ-

ленный акустический луч, перпендикулярный к поверхности прибора. Вращение луча осуществляется за счет перемещения самого излучателя или отражающего зеркала. Луч перемещается по горизонтальной образующей стенки скважины. Сигналы, отраженные от стенки скважины, воспринимаются тем же датчиком. Выполняются измерение и запись амплитуды первого отраженного сигнала. Амплитуда принятого отраженного сигнала определяется акустическим волновым сопротивлением стенки скважины и затуханием сигнала в промывочной жидкости.

При исследовании необсаженных скважин акустическим телевизором получают видеоизображение поверхности стенок скважины (рис.16) [18]. Диаграмма САТ является развернутой на плоскость боковой поверхностью цилиндра, которой в первом приближении является поверхность стенок.

На диаграмме САТ в черно-белом варианте наблюдаются участки темных, светлых и промежуточных оттенков. Оттенок является показателем коэффициента отражения упругой волны Z от стенки скважины и поэтому характеризует акустическую жесткость среды, отражающей сигнал. Породам с максимальной акустической жесткостью, максимальным коэффициентом отражения и минимальным коэффициентом поглощения энергии упругой волны соответствуют светлые участки. Как правило, это очень плотные породы с низкой пористостью. Темные участки соответствуют просям глин и крупным пустотам – трещинам, кавернам и т.п. Для таких пород характерны максимальные значения коэффициента поглощения и минимальные – коэффициента отражения.

Скважинный телепередатчик фирмы Шлюмберже (BHTV) осуществляет измерения и запись в цветном изображении как амплитуды, так и интервального времени отраженного сигнала.

Скважинный прибор содержит два ультразвуковых датчика: один работает с частотой 1,3 МГц, другой – 400 кГц. Чаще используется высокочастотный датчик. Низкочастотный излучатель применяют в тяжелых промывочных жидкостях, где высокочастотный сигнал имеет тенденцию к затуханию.

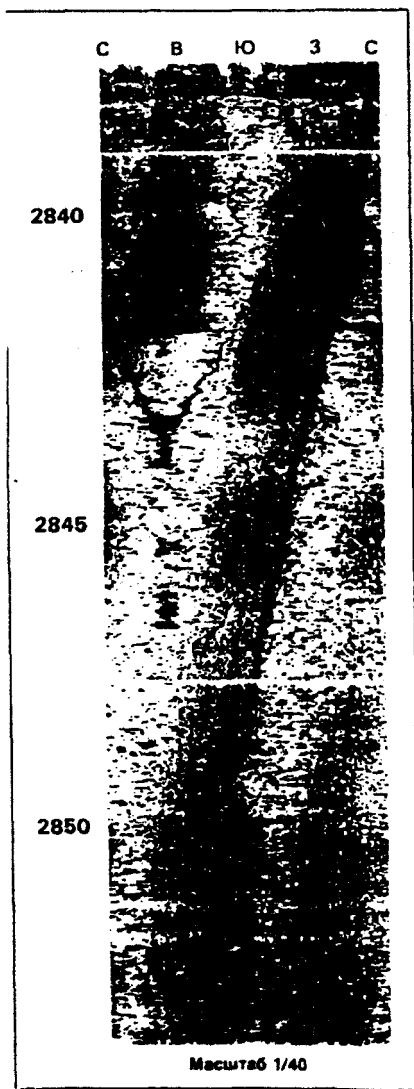


Рис.16. Изображение стенки скважины, полученной скважинным телевизором [18]

В необсаженной скважине круговое сканирование амплитуды и интервального времени позволяет детально исследовать поверхность стенки скважины, идентифицировать трещины, каверны и поверхности напластования. Субгоризонтальные поверхностные трещины, пересекающие всю скважину, воспроизводятся как синусоиды на диаграммах САТ и ВНТV. Вертикальные трещины выглядят как прямые вертикальные, почти параллельные полосы. На рис.17 показано изображение стенки скважины, полученное акустическим телевизором ВНТV [18].

На диаграммах амплитуды и интервального времени видно несколько синусоид. Это естественные субгоризонтальные трещины в гранитном пласте. Две четкие, почти вертикальные линии в интервале глубин 1989-1996 м представляют вертикальную трещину, образованную вследствие гидроразрыва пласта под высоким давлением.

При проведении измерений скважинным акустическим телевизором требуется обеспечить точную центровку скважинного прибора. Вследствие эксцентриситета на диаграмме исходного интервального времени появляются темные полосы, маскирующие характеристики пласта. Применение усовершенствованной методики фильтрации позволяет устранить влияние эксцентриситета. Для примера можно привести результаты изменений ВНТV на рис.17. На диаграмме интервального времени потемнение центральной части по сравнению с периферийными зонами объясняется эксцентриситетом прибора. Слева на рисунке показано интервальное время после процедуры фильтрации. Полученное изображение хорошо согласуется с диаграммой амплитуд на правой стороне рисунка. Области, выделенные на диаграмме отфильтрованного времени, представляют участки стенки скважины, интервальное время которых находится вне нормальной шкалы, что указывает на разрывы или потерянные эхо-сигналы. Это могут быть пустоты типа каверн.

На рис.18 [18] показан пример определения литологии пород и условий осадконакопления с помощью прибора ВНТV.

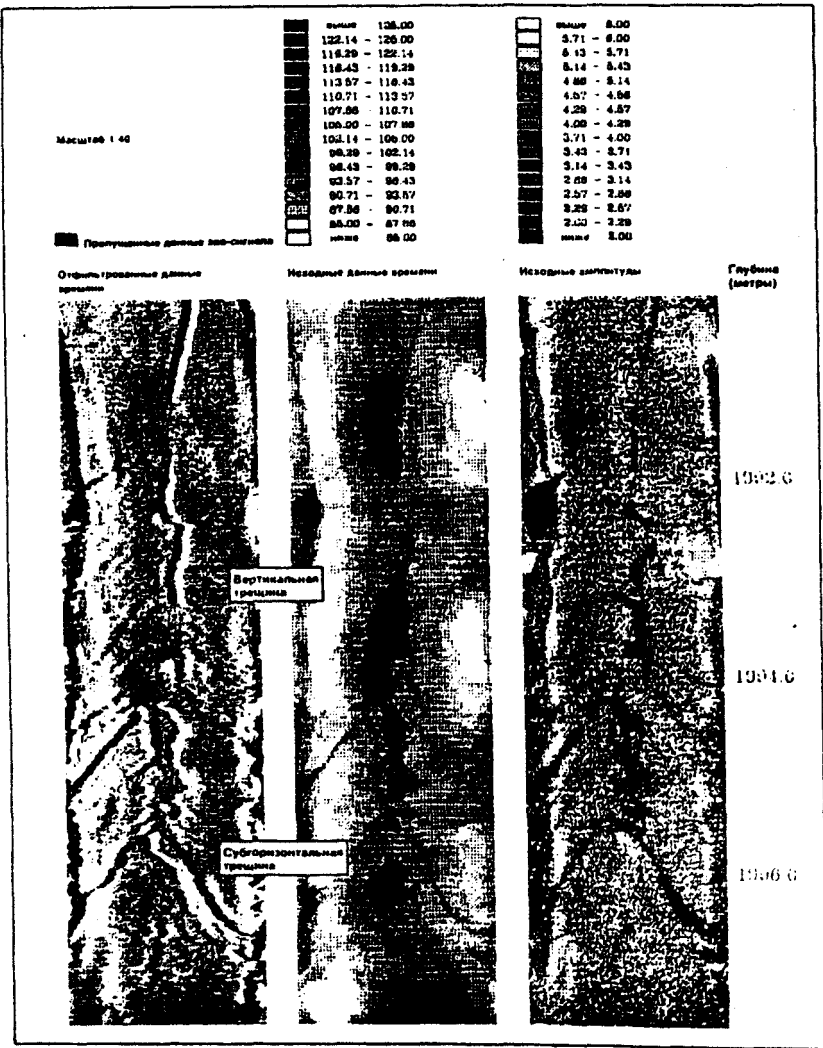


Рис.17. Пример идентификации трещин по данным скважинного телевизора [18]

Представленный разрез сложен известняками с прослоями мергеля. Отчетливо просматривается падение пластов с северо-востока на юго-запад в верхней части диаграммы до глубины 2415,5 м. В интервале разреза 2416,5-2417,5 м наблюдаются сложные образования, пересекающие скважину, имеющие угол наклона с юго-запада на северо-восток и располагающиеся внутри слоев с основным направлением наклона – северо-восток – юго-запад. Эти нарушения вероятнее всего представляют собой закрытые трещины, образованные в результате напряжения в формации. На глубине 2520,5 м находится толстый слой мергеля, основательно вымытый при бурении и не отражающий никаких сигналов. Основное направление его наклона северо-восток – юго-запад.

Данные скважинного акустического телевизора в комплексе с волновым акустическим методом и другими методами ГИС позволяют более точно определить петрофизическую модель изучаемого геологического объекта, что необходимо для интерпретации геофизических методов, особенно в сложных коллекторах.

В обсаженных скважинах диаграммы скважинного акустического телевизора используют для контроля технического состояния обсадной колонны и проверки результатов перфорации колонны.

7. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ (ВСП)

7.1. Общие положения

Метод ВСП является основным методом сейсмических исследований в глубоких скважинах. В конце 70-х годов ВСП заменило метод сейсмокаротажа (СК), основанного на изучении в скважине времени пробега первой падающей волны. Измерения при СК, как правило, проводились с редким шагом по глубине (300-500 м), источник колебаний располагался вблизи скважины.

Данные СК использовались для примерного сопоставления временного масштаба наземной сейсмичности с глубинным. В методе ВСП регистрация сейсмических колебаний производится в скважине с гораздо большей детальностью по глубине (10 м) и

Масштаб 1/60

Пропущенные данные обозначены

■	песок	63.00
■	63.03 - 63.60	
■	63.66 - 63.93	
■	61.78 - 64.88	
■	60.71 - 61.78	
■	68.64 - 66.71	
■	68.57 - 68.64	
■	67.50 - 68.57	
■	66.43 - 67.60	
■	65.36 - 66.43	
■	64.28 - 65.36	
■	63.21 - 64.28	
■	62.14 - 63.21	
■	61.07 - 62.14	
■	60.00 - 61.07	
■	песок	59.93

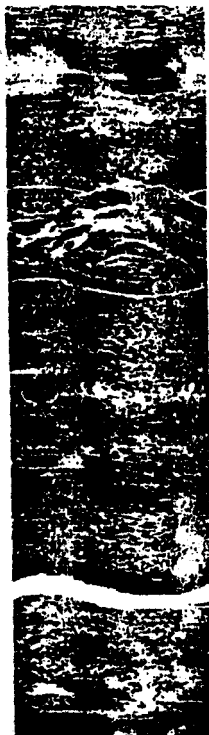
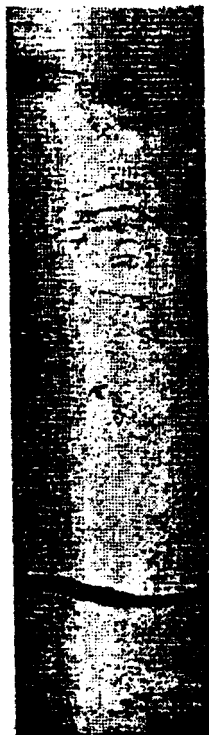
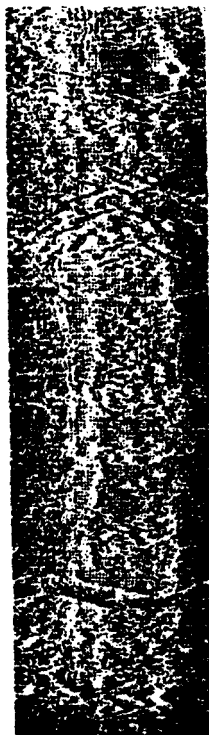
■	песок	40.00
■	37.71 - 40.00	
■	36.43 - 37.71	
■	33.14 - 36.43	
■	30.86 - 33.14	
■	29.57 - 30.86	
■	26.28 - 29.57	
■	24.00 - 26.28	
■	21.71 - 24.00	
■	18.43 - 21.71	
■	17.14 - 18.43	
■	14.86 - 17.14	
■	12.57 - 14.86	
■	10.28 - 12.57	
■	8.00 - 10.28	
■	песок	9.00

Оцифрованные данные
прямые

Исходные данные прямые

Исходные данные амплитуды

Глубина
(метры)



2116.0

2118.0

2120.0

2122.0

Рис.18. Пример определения литологии и условий осадконакопления с помощью скважинного телевизора [18]

приемниками, расположенными в 3-х плоскостях. Источники располагаются на поверхности как вблизи, так и на различных удалениях и в различных азимутах от скважины. Возбуждение упругих колебаний осуществляется с помощью взрывчатых веществ или невзрывным способом (пневматические, гидравлические и вибросейсмические источники). При этом регистрируется полная волновая картина, состоящая из волн разных типов: падающие и отраженные, продольные, поперечные и обменные, однократные и кратные. Естественно, существенно возрос объем извлекаемой информации. На рис.19 показаны пути пробега отраженной волны от границы RR. Пример регистрируемой волновой картины приведен на рис.20.

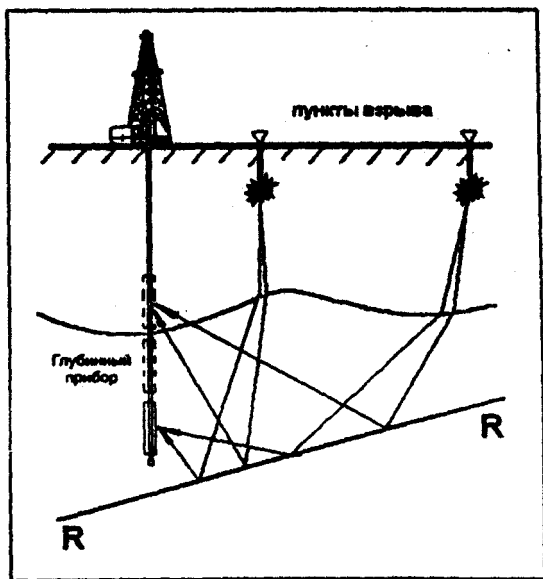


Рис.19. Система наблюдений и ход лучей отраженной волны при наблюдениях методом ВСП.

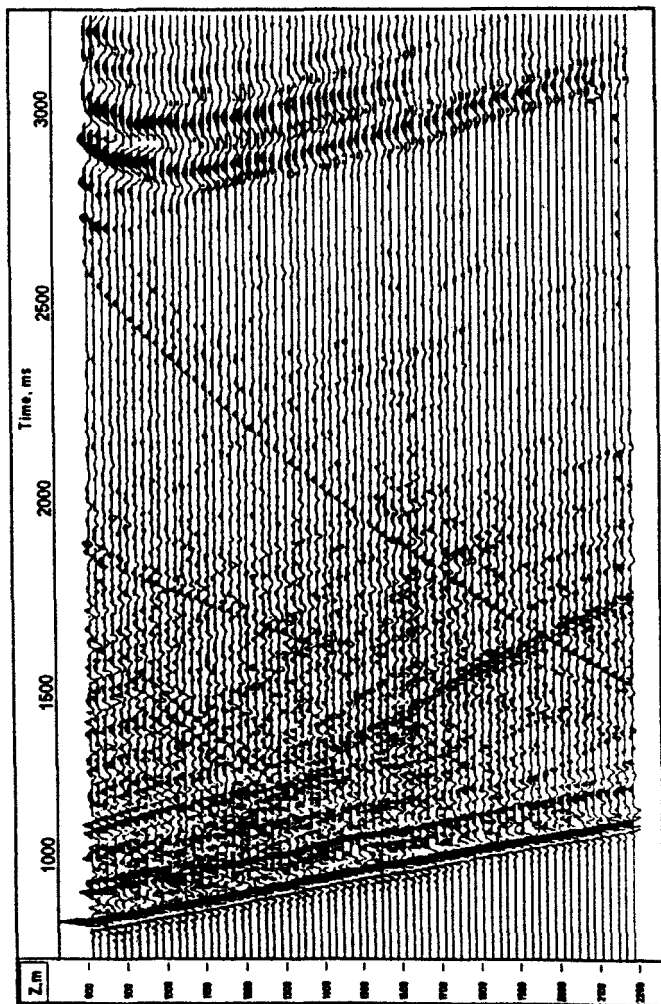


Рис.20. Пример волнового поля, регистрируемого при ВСП.

Основной задачей ВСП остается определение пластовых и средних скоростей и детальная привязка наземной сейсморазведки по глубине. Анализ волнового поля ВСП совместно с данными ГИС, позволяет связать сейсмические отражения с литологическими комплексами (рис.21). Для решения этой задачи источник возбуждения колебаний располагается вблизи скважины (продольный ВСП).

Использование удаленных от скважины пунктов взрыва (непродольных ВСП) при благоприятных условиях позволяет изучать в околоскважинном пространстве структурные элементы с малой амплитудой. Однако, следует отметить, что здесь 3D сейсморазведка дает гораздо более точные и надежные результаты. Существенным является то, что при данной системе наблюдений ВСП может изучать зависимость скорости от угла прихода волны, определяемой анизотропией среды. Эти данные необходимы для обработки наземных сейсмических данных.

Применение в ВСП 3-х компонентных датчиков при регистрации позволяет изучать не только амплитуду, но и направление колебания частиц среды (поляризацию). Это дает возможность на основе известного из оптики эффекта расщепления поперечных волн в среде с системой трещин изучать коллекторы трещинного типа. В такой среде направление колебаний и скорость поперечных волн начинают зависеть от азимута и количества трещин. До недавнего времени, когда стало возможным направленное возбуждение и регистрация поперечных волн при акустическом каротаже, ВСП было единственным методом, который давал прямую информацию о направлении трещин (как естественных, так и полученных после гидроразрыва), что чрезвычайно важно при разработке месторождений.

Таким образом, метод ВСП используется на различных стадиях геологоразведочных работ, как на этапе поиска и подготовки структур, также и на этапах разведки и эксплуатации месторождений.

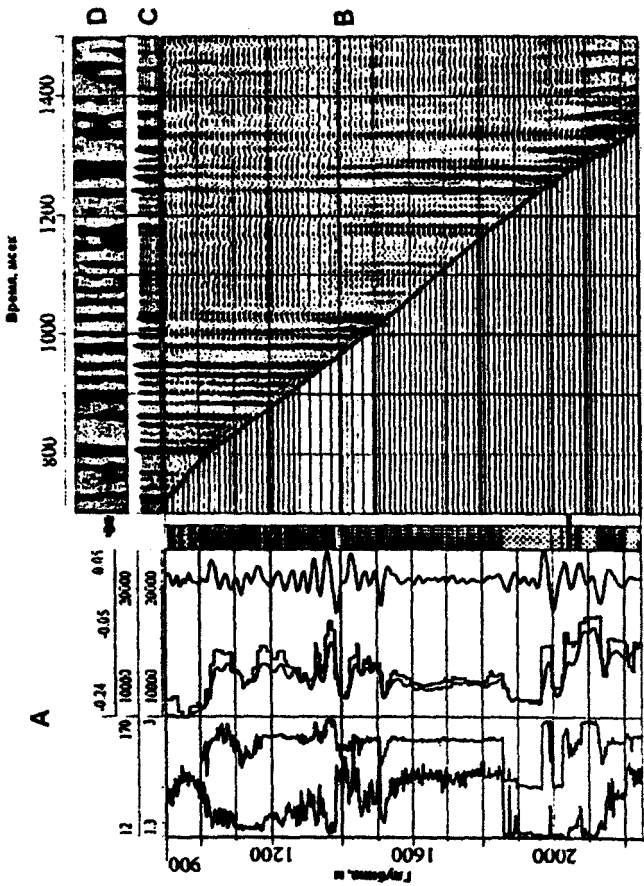


Рис.21. Увязка данных ГИС-ВСП-ОГТ. А-данные ГИС, В- поле отраженных ВСП с введенной кинематикой, С-трасса однократных отражений по данным ВСП, D - фрагмент временного разреза вблизи скважин.

7.2. Определение скоростей распространения упругих волн по данным ВСП

Метод ВСП позволяет определять значения пластовых и средних сейсмических скоростей по записям проходящих волн, зарегистрированных в различных точках профиля, совмещенного со стволом глубокой скважины.

В измеренные времена вступлений волны вводят различные поправки: за глубину взрыва (если взрыв был в скважине), за удаление источника взрыва от устья скважины, инклинометрию скважины и др. По исправленным значениям времен первых вступлений проходящих волн строят вертикальный годограф $t(Z)$. В слоистых разрезах вертикальный годограф представляет собой ломаную линию, наклон каждого участка которой характеризует слой с определённой скоростью $V_{пл}$ (рис.22).

Пластовую скорость определяют по угловому коэффициенту соответствующего прямолинейного участка годографа по формуле [11]:

$$V_{пл} = \frac{Z_{П} - Z_{R}}{t_{П} - t_{K}} = \frac{\Delta Z}{\Delta t}$$

где Z_K и t_K , $Z_{П}$ и $t_{П}$ — координаты глубин и значения времен соответственно в кровле и подошве пласта.

Средняя скорость на глубине Z

$$V_{ср} = \frac{Z}{t_B}$$

где t_B — время пробега проходящей волны по вертикальному лучу.

Значение полученных скоростей представляют в виде таблиц или графиков изменения этих параметров с глубиной. Набор графиков $t(Z)$, $V_{пл}(Z)$, $V_{ср}(Z)$ дает представление об одномерной линейной геоакустической модели разреза.

Для получения двумерной или трехмерной геоакустической модели проводится сопоставление группы одномерных моделей по заданному профилю или площади на основе сейсмических данных.

Метод ВСП позволяет выделять пласты толщиной несколько

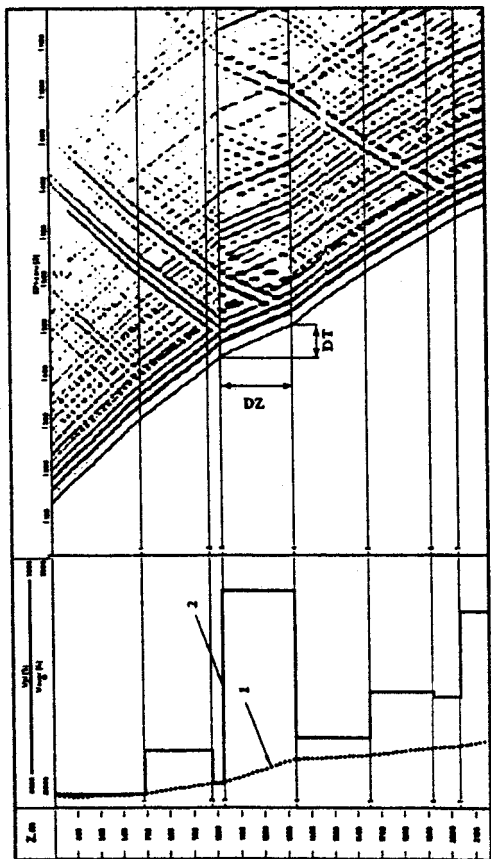


Рис.22. Определение скоростной модели по данным ВСП. 1 – график средних скоростей, 2 – график пластовых скоростей.

десятков метров. Во многих геологических разрезах акустические характеристики изменяются на значительно меньших интервалах. Поэтому всегда необходимо изучение вклада разных пластов в формирование сейсмического отражения и построение оптимальной сейсмоакустической модели среды. Это делается на основе данных ОГТ, ВСП, ГИС (прежде всего акустический каротаж) с применением аппарата одномерного моделирования. Сейсмический импульс для моделирования формируется из первой падающей волны при ВСП. Хорошее совпадение модельной и реальных трасс свидетельствует о правильном подборе модели среды. Результатом исследований является последовательность коэффициентов отражения по глубине. Границы, на которых коэффициенты отражения составляют более 0,2-0,3, называются сильно отражающими. Они связаны со значительными различиями в волновых сопротивлениях (произведение скорости на плотность) граничащих сред. Пример подобного анализа приведен на рис.23.

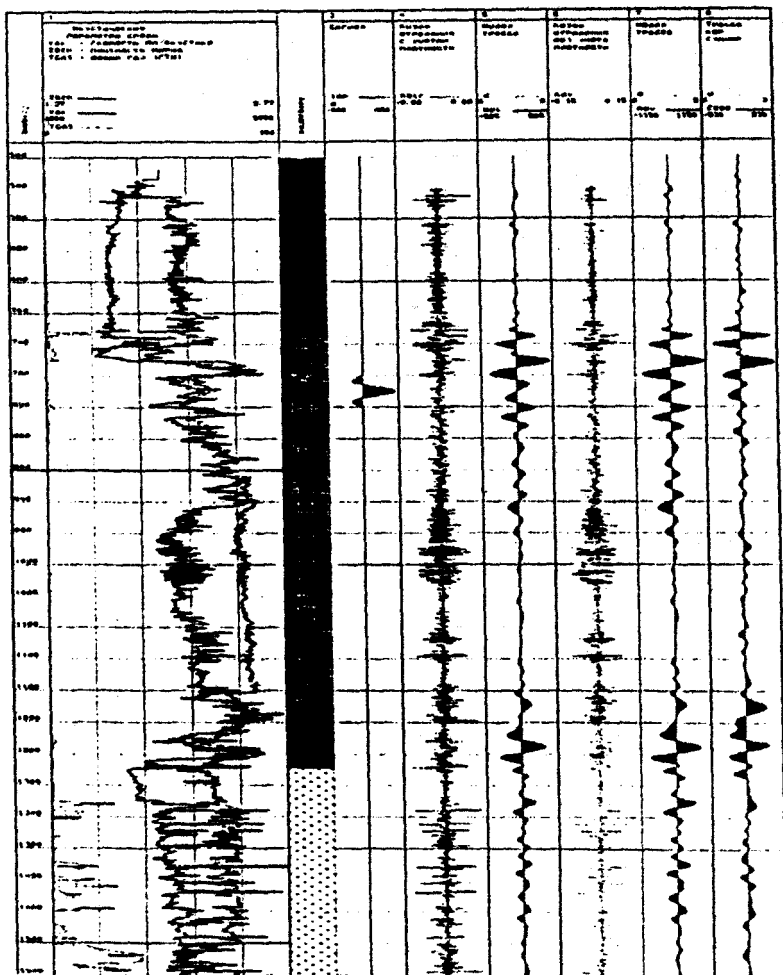


Рис.23. Построение сейсмоакустической модели среды по данным ГИС, ВСП и ОГТ. Колонки слева направо: данные ГИС (АК, плотномер, газосодержание), литология, сейсмический импульс, трасса коэффициентов отражения (по данным АК, без учета плотности), синтетическая трасса, трасса коэффициентов отражения (по данным АК, с учетом плотности), синтетическая трасса, трасса однократных отражений по данным ВСП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. А.А.Молчанов, В.Лаптев, В.Н.Моисеев, Р.С.Челокьян.- М., Недра, 1987.
2. Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. – М., Недра, 1978.
3. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. 2-е изд., доп. И перераб. – М., Недра, 1982.
4. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. – М., Недра, 1985.
5. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М., Недра, 1970.
6. Добрынин В.М. Изучение пористости сложных карбонатных коллекторов. – Геология нефти и газа, 1991, №5, с.30-34.
7. Добрынин В.М. Определение сжимаемости пор сложных коллекторов по изменению продуктивности скважин. – Геология нефти и газа, 1985, №7, с.41-45.
8. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика. Учебник для вузов. – М., Недра, 1991.
9. Добрынин В.М., Городнов А.В., Черноглазов В.Н. Оценка коллектора по данным волновой акустики – новые возможности интерпретации. – НТЖ ЕАГО «Геофизика», 2000, №2, с.27-38.
10. Золоева Г.М., Фарманова Н.В. Применение акустического метода для изучения карбонатных пород. – М., ВНИИОЭНГ, 1981.
11. Знаменский В.В., Жданов М.С., Петров Л.П. Геофизические методы разведки и исследования скважин. Учебник для техникумов. – М., Недра, 1981.

12. Ивакин В.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.Л. Акустический метод исследования скважин. М., Недра, 1978.
13. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник под ред. В.М.Добрынина. – М., Недра, 1988.
14. Кобранова В.Н., Петрофизика. Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1986.
15. Методические рекомендации по выделению в разрезах скважин зон трещиноватости и кавернозности методом акустического каротажа и оценка их параметров. – М., изд. ВНИИЯГТ, 1981.
16. Методические рекомендации по интерпретации материалов широкополосного акустического каротажа АКН-1. – М., изд. ВНИИЯГТ, 1980.
17. Справочник геофизика. Том 1. – М., Гостоптехиздат, 1960.
18. Техника каротажных исследований и интерпретации. Шлюмберже. Конференция в Москве, 1986.
19. Фарманова Н.В., Костерина В.А. Разделение сложнопостроенных коллекторов месторождения Тенгиз по структуре порового пространства. – Геология нефти и газа, 1991, №2, с.34-37.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1 Физические основы акустических методов исследования скважин.....	5
1.1. Упругие свойства горных пород.....	5
1.2. Виды упругих колебаний. Кинематические и динамические параметры упругих волн.....	7
1.3. Распространение упругих волн в скважинах.....	15
2 Аппаратура и методика измерений при акустических исследованиях скважин.....	18
2.1. Характеристика аппаратуры и зондов акустического метода.....	18
2.2. Информативные параметры упругих волн и способы их регистрации.....	23
3 Интерпретация диаграмм стандартного акустического метода.....	25
3.1. Задачи индивидуальной интерпретации.....	25
3.2. Оценка качества диаграмм.....	27
3.3. Определение границ пластов и снятие отсчетов с регистрируемых кривых.....	28
3.4. Определение скоростей распространения упругих волн.....	30
3.5. Литологическое расчленение разрезов скважин.....	30
3.6. Определение коэффициента пористости.....	34
4 Интерпретация диаграмм волнового акустического метода.....	46
4.1. Выделение коллекторов со сложной структурой порового пространства.....	47
4.2. Определение коэффициентов трещинной и каверновой пористости.....	52
4.3. Определение проницаемости коллекторов.....	59
4.4. Оценка преимущественной ориентации трещин.....	60
5 Определение характера насыщенности коллекторов, установление ВНК и ГЖК, выявление интервалов обводнения продуктивных пластов в процессе их эксплуатации.....	61
6 Интерпретация данных скважинного акустического телевизора.....	67
7 Интерпретация результатов вертикального сейсмического профили- рования (ВСП).....	73
7.1. Общие положения.....	73
7.2. Определение скоростей распространения упругих волн по данным ВСП.....	77
Список литературы.....	83

ЗОЛОЕВА Галина Михайловна

**АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ
ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН**

Сводный тем. план

Подписано в печать
Объем

Формат 60x90/16
Тираж 100 экз

Заказ № 124

Отдел оперативной полиграфии РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина
119917, Москва, ГСП-1, Ленинский просп., 65