УДК 550.837/519.242.32

ГЕОФИЗИКА

л. д. кноринг, в. н. деч

К ВОПРОСУ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ПОРИСТОСТИ ПО ДАННЫМ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

(Представлено академиком М. А. Садовским 28 VI 1971)

1. Материалом для исследования послужили измерения пористости и илотности, произведенные в керне, и диаграммы каротажа НГК, ГК, различных зондов БКЗ, характеризующие разрез ордовикских отложений, вскрываемый скважиной З8-Дурбе Салдусского поднятия (Балтийская синеклиза) в интервале 970—1060 м. Изученная часть разреза полностью слагается карбонатными отложениями.

Цель исследований заключалась в определении общих и индивидуальных черт, присущих анализируемым эмпирическим функциям (кривым распределения отмеченных свойств по разрезу), па основе определенных количественных мер. В частности, ставился вопрос о точности предсказания значений пористости по геофизическим данным и о возможности извлечения из последних информации генетического характера. Решение этих вопросов важно для интерпретации каротажных диаграмм карбонатных отложений.

2. Для определения небольшого числа линейных комбинаций исходных эмипрических функций, содержащих бо́льшую часть всей информации, был использован метод главных компонент (³). Он сводится к замене системы зависимых эмпирических функций $\mathbf{Y} = (y_0, y_1, \ldots, y_m)$ системой независимых ортогональных функций $\mathbf{Z} = (z_1, z_2, \ldots, z_m)$ путем линейного преобразования $\mathbf{Z} = \mathbf{U}'\mathbf{Y}$, где \mathbf{U} — матрица, составленная из собственных векторов корреляционной матрицы \mathbf{R} , которая получается после нормирования выборочной ковариационной матрицы $\overline{\mathbf{Y}}'$ (черта сверху означает онерацию осреднения).

Смысл каждой компоненты Z (фактора) устанавливается на основе анализа факторных нагрузок, представляющих коэффициенты корреляции между компонентами и исходными функциями. Полученная матрица нагрузок (приведены первые два столбца) W = UA^{1/2} (где Λ — диагональпая матрица, элементами которой являются собственные числа матрицы R) и факторные веса, показывающие долю полной дисперсии переменных, которая может быть объяспена действием соответствующего фактора, представлены в табл. 1 (*a*).

Как видно из анализа факторных весов, >66% изменчивости исходных данных (их дисперсии) можно объяснить с помощью первых двух факторов. Первый (I) из них свидетельствует о взаимосвязи геофизических показателей (высокие нагрузки на НГК, КС, ГК), отражая тем самым сильпо выраженную общность их структуры. Эта общность, по-видимому, вызвана тем, что все каротажные диаграммы, в первую очередь, песут информацию об объеме жидкости в породе и степени ее минерализации, о чем свидетельствуют высокие пагрузки на пористость (увеличение объема жидкости является индикатором увеличения пористости) и ГК (присутствие глинистого вещества увеличивает минерализацию жидкости). Таким образом, первый фактор может быть истолкован как аналог свойств жидкой фазы породы.

Второй фактор (II), вероятно, может быть истолкован в терминах геологических процессов, показывая влияние глипистого вещества на величину пористости, о чем свидетельствуют высокие нагрузки на пористость

6* 819

(и связанную с ней плотность) и ГК (который в данном случае отражает глинистость пород) и отсутствие связи с остальными геофизическими показателями. С увеличением глинистости карбонатных пород пористость в данном случае возрастает.

Таким образом, все диаграммы отражают прежде всего свойства жидкой фазы породы, чем и объясняется общность их изменения по разрезу.

Таблида 1

	Факторы		1		1	
Признаки	I	II	I	II	r	θ
	a		б		1	
Пористость (m) Плотность (P) НГК Градиент зонд 4,0 м (КС ^{4,0}) Градиент зонд 2,0 м (КС ^{2,0}) Градиент зонд 1,0 м (КС ^{1,0}) Градиент зонд 0,5 м (КС ^{0,5}) Градиент зонд 0,25 м (КС ^{0,25}) Обратный градзонд 0,25 м (КС ^{0,25}) Обратный градзонд 0,25 м (КС ^{0,25}) ГК Факторные веса $(\lambda_i/\Sigma\lambda_i)$.	$\begin{array}{c} -0,574\\ 0,489\\ 0,803\\ 0,681\\ 0,795\\ 0,879\\ 0,880\\ 0,726\\ 0,741\\ -0,681\\ 51,0\end{array}$	$ \begin{vmatrix} 0,464 \\ -0,746 \\ 0,166 \\ 0,230 \\ 0,247 \\ 0,235 \\ 0,168 \\ 0,172 \\ 0,005 \\ 0,501 \\ 12,8 \end{vmatrix} $	$ \begin{vmatrix} 0,461\\0,803\\0,695\\0,806\\0,894\\0,886\\0,737\\0,742\\-0,669\\56,85 \end{vmatrix} $	$\left \begin{array}{c}0,803\\0,191\\0,149\\0,186\\0,170\\0,137\\0,121\\0,002\\0,599\\12,88\end{array}\right $	$\begin{array}{c} -0,461\\ -0,435\\ -0,269\\ -0,341\\ -0,351\\ -0,435\\ -0,305\\ -0,392\\ 0,432\\ \end{array}$	$\begin{array}{c} -0,443\\ -0,381\\ -0,238\\ -0,341\\ -0,408\\ -0,420\\ -0,327\\ -0,394\\ 0,448\\ \end{array}$
Bektop $\Phi = \Lambda^{-1} W' r$			-0,493	0,246		

Значения элементов матриц $W = U \Lambda^{1/2}$ и векторов r и θ

3. Для прогноза пористости по данным каротажа служит также компонентный анализ, но с тем изменением, что пористость не учитывается при выделении факторов.

Используя результаты (1), мы получили выражения для вычисления нагрузок переменной у, на факторы в случае, когда факторы выделены без учета этой переменной: $\hat{\Phi} = \Lambda^{-1} W' r$, где Λ и W определены из неполной (без пористости) корреляционной матрицы R, r — вектор парных коэффициентов корреляции между пористостью и геофизическими данными. Полученная матрица нагрузок (первые два столбца), векторы Ф и г представлены также в табл. 1, б. Из табл. 1 видно, что пористость определяется лишь первыми двумя компонентами, эти компоненты отражают $\sim 70\%$ информации, заключенной в совокупности геофизических данных. Смысл этих компонент аналогичен ранее выявленным, о чем свидетельствует устойчивость соответствующих нагрузок (ср. а и б, табл. 1). Характерно, что выделение пористости из общей системы показателей приводит к значительному снижению нагрузки на второй фактор. Определяющим здесь становится первый фактор. Вектор Ф одновременио является вектором решения уравнения регрессии пористости на выделенные компоненты $y_0 = \Phi' Z$. Как явствует из изложенного, пористость в удовлетворительной степени может быть предсказана по двум показателям (первым двум компонентам). Правда, каждый из них включает все девять исходных параметров. Полученные данные, в частности, показывают, что сильно зависимые переменные не улучшают предсказания, ноэтому система предсказателей должна пополняться за счет независимых переменных.

Переход от исходных данных к главным компонентам позволяет определить систему геофизических предсказателей для пористости, а также получить более точное (чем даваемое обычными методами) решение уравнения регрессии пористости на исходные показатели (⁶). Используя результаты работы (¹), можно показать, что вектор решения в этом случае будет иметь вид 0 = $W\Lambda^{-1}\Phi$. Обычно при вычислениях используются несколько первых компонент вектора Φ , так как слагаемые с малыми λ_i мало влияют на значения контролируемой переменной (4). Полученный по первым пяти компонентам вектора Ф вектор в представлен в табл. 1.

4. Для определения общих и частных черт в изменении по разрезу анализпруемых функций и извлечения из них генетической информации было использовано линей-

ное преобразование Z = U'Y, где U — матрица, составленная из собственных векторов корреляционной матрицы эмпирической функции, Y — система функций, получаемая из исходной последовагельности сдвигом на один шаг.

На рис. 1 представлены собственные векторы и ортогональные естественные составляющие, полупри разложении ченные эмпирических кривых (пористости, диаграмм каротажа НГК, КС). Собственные векторы определяют положение в пространстве Y образующих той ортогональной системы, по которой разложение исходной функции на ортогональные составляющие является в эпределенном смысле оптимальным. Так как собственные векторы задаются с гочностью до постоянной величины, то изменение их знака на противоположный (на рис. 1 — зеркальное отражение) для целей идентификации не имеет значения.



Рис. 1. Собственные векторы (a) и естественные оргогональные составляющие (б) различных эмпирических функций (e, e, d) (Дурбе, скв. 38). e — пористость (%). e — НГК, ∂ — КС в ом·м. $\overline{\lambda_i}$ — факторные веса, %; $\overline{\lambda_i} = (\lambda_i / \Sigma \lambda_i) \cdot 100$

Как видно из рис. 1, первые четыре собственных вектора всех кривых аналогичны, изменен лишь их порядок. Формы выделенных естественных составляющих сходны между собой для различных эмпирических кривых, различны лишь веса, с которыми они «входят» в соответствующие кривые. Можно говорить лишь о некотором своеобразии кривой пористости. Наиболее ярко проявленные в ее структуре первые две компоненты в геофизических диаграммах отражены частично (совпадение наблюдается лишь в нижней части разреза). Однако соответствующие базисные системы (собственные векторы) имеют один и тот же вид. Практически все эмпирические функции отражают одни и те же явления, но в разной степени, чем и объясняется различный порядок расположения выделенных однотипных компонент. Пятая компонента отражает индивидуальные черты, присущие исследуемым функциям.

Анализ выделенных составляющих показывает, что распределение изучаемых параметров по разрезу в основном управляется процессами, близкими к периодически затухающим и вновь усиливающимся колебаниям. В частном случае (первые две компоненты пористости) амплитуда колебаний может оставаться постоянной. Причины, приводящие к подобному распределению пористости, изучены в (²). Итак, диаграммы каротажа отражают лишь отдельные составляющие определенных свойств породы (например, пористости). Эти составляющие и определяют общность структуры тех и других кривых. Причины, порождающие эту общность, имеют геологический характер.

5. Вопрос о сходстве внутренней структуры изменения анализируемых показателей решался также путем исследования взаимосвязи между



Рис. 2. Характер измепения коэффициентов регрессии каждого наблюдения па 16 предшествующих. *а* — по данным анализа кривой, описывающей распределение пористости по разрезу: *е* — по данным анализа диаграммы НГК значениями свойств осадка, измеренными при последовательном движении вверх по разрезу. Такой поиск взаимосвязи сводится к решению задачи авторегрессии (⁵). На рис. 2 ириведен график поведения коэффициентов регрессии при выражении каждого последующего наблюдения через 16 предыдущих

 $y_{k+1} = \sum_{i=1}^{k} \theta_i y_i.$

Коэффициенты θ_i рас-

считаны по эмпирическим функциям пористости и НГК. Вычислялись они по формуле $\theta = W\Lambda^{-1}\Phi$, где все входящие в нее члены получены из корреляционной матрицы, построенной на основе последовательного сдвига анализируемой функции на один шаг.

Как видно из рис. 2, кривые практически идентичны и изменение носит почти периодический характер. Это свидетельствует о сходстве внутренней структуры взаимосвязей в обеих рассматриваемых эмпирических

функциях. Аналогичные кривые получены по эмпирическим функциям КС и ГК. То затухающая, то вновь усиливающаяся связь между последовательными наблюдениями при увеличении расстояния между ними, по-видимому, свидетельствует об определенной повторяемости свойств в разрезе (ритмичности его строения), и эта ритмичность одинаково отражается как па распределении пористости, так и на днаграммах НГК.

Таким образом, все изложенные методы анализа структуры эмпирических функций основаны на том, что исходная функция (или функции) разлагается по ортогональным направлениям или заменяется системами ортогональных функций путем отыскания собственных чисел и векторов корреляционной матрицы. Во всех случаях проблема собственных значений решается не полностью. Процесс «обрывается» при малых λ_i . Эта замена иногда улучшает нахождение коэффициентов регрессии (в задачах регрессии); иногда же ортогональные составляющие представляют самостоятельный интерес, характеризуя структурные особенности процессов, отраженных в эмпирических функциях.

Изложенные методы могут быть использованы для решения шпрокого круга геологических и геофизических задач, связапных с изучением и сопоставлением разрезов и количественной оценкой интенсивности геологических процессов. Как видно из рис. 1, ортогональные составляющие и собственные функции имеют явно выраженный периодический характер. Таким образом, изложенные методы могут приводить к обнаружению скрытых периодичностей в эмипрических рядах.

Выражаем признательность В. Ф. Писаренко за полезные замечания. Всесоюзный нефтяной научно-исследовательский Поступило геологоразведочный пиститут 28 VI 1971

лепинград

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

⁴ Н. А. Багров, Метеорология и гидрология, № 1 (1968). ² А. Б. Вистелиус, Фазовая дифференциация палеозойских отложений среднего Поволжья и Заволжья, Изд. АН СССР, 1963. ³ Д. Лоули, А. Максвелл, Факторный анализ как статистический метод, М., 1967. ⁴ О. Д. Сиротенко, Метеорология и гидрология, № 12 (1969). ⁵ Е. Хеннан, Анализ времешных рядов, «Наука», 1964. ⁶ Д. Худсон, Статистика для физиков, М., 1970.