

УДК 550.832

В.Н. Косков, А.А. Кочнев

V.N. Koskov, A.A. Kochnev

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет

Perm National Research Polytechnic University

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО И ДОСТАТОЧНОГО
ОБЪЕМА ИНФОРМАЦИИ И СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ
ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНКИ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ
ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА**

**THE DEFINITION OF THE NECESSARY AND SUFFICIENT
INFORMATION AND STATISTICAL ANALYSIS
OF THE RELIABILITY OF ESTIMATES POROSITY RESERVOIRS
IN THE CALCULATION OF RESERVES OF OIL AND GAS**

Изложена методика определения необходимого и достаточного объема наблюдений при изучении коллекторских свойств продуктивных пластов и степени их надежности, которая учитывает разнообразие физических характеристик продуктивных пластов. Достоверная оценка пористости пластов-коллекторов является одним из важнейших этапов при подсчете запасов нефти и газа.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, коллекторские свойства горных пород, статистический анализ, пористость коллекторов, подсчет запасов нефти и газа.

The article contains a method to determine the necessary and sufficient observations in the study of reservoir properties of productive layers for determine their reliability, taking into account the diversity of the physical characteristics of productive strata. A reliable estimate of porosity reservoir is one of the most important steps when calculating oil and gas reserves.

Keywords: well logging, properties of productive layers, statistical analysis, porosity of reservoirs, reserves of oil and gas.

Для определения пористости коллекторов по данным геофизических исследований скважин (ГИС) при подсчете запасов углеводородного сырья используются зависимости типа «геофизический параметр = f (пористость по керну). Геофизическими характеристиками продуктивных пластов обычно являются следующие параметры: $A_{пс}$, ΔI_{γ} , $\Delta I_{n\gamma}$, Δt и т.п. [1]. Определение необходимого и достаточного объема сравниваемых параметров при постро-

нии надежных зависимостей при изучении коллекторских свойств нефтесодержащих объектов осуществляется с помощью энтропии $H[X]$, являющейся мерой разнообразия физических характеристик продуктивных пластов. Энтропия для множества таких случайных величин, как, например, значение коэффициента пористости K_n , определенным по керновым данным, выражает общее количество разнообразия множеств значений пористости через разнообразие множеств вероятностей. Эту меру разнообразия (неопределенности) Шеннон назвал энтропией [2], которая вычисляется по формуле

$$H[K_n] = \sum_{i=1}^n P_i \log P_i,$$

где P_i – вероятность i -го возможного состояния системы; n – число возможных состояний системы.

При исследованиях обычно пользуются выборочной энтропией $H[K_n]_n$ по некоторой совокупности наблюдений n . При достаточно полной выборке значений K_n рост выборочной энтропии прекращается и происходит ее стабилизация. Оптимальным объемом наблюдений считается тот, при котором выборочная энтропия $H[K_n]_n$ колеблется вблизи уровня, отвечающего энтропии $H[K_n]$ продуктивного пласта, и параллельна оси абсцисс. Так, с помощью графиков изменения энтропии $H[X]$ были установлены степени разведанности залежей по K_n на ряде нефтяных месторождений Пермского края. На рис. 1 видно, что залежи яснополянских терригенных отложений Красноярско-Куединского месторождения характеризуются участком стабилизации энтропии, нефтяные залежи Шеметинского месторождения явно недоразведаны (рис. 2).

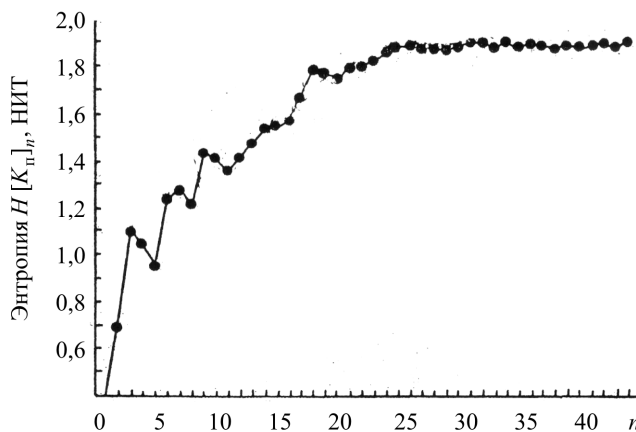


Рис. 1. График изменения энтропии для Красноярско-Куединского месторождения

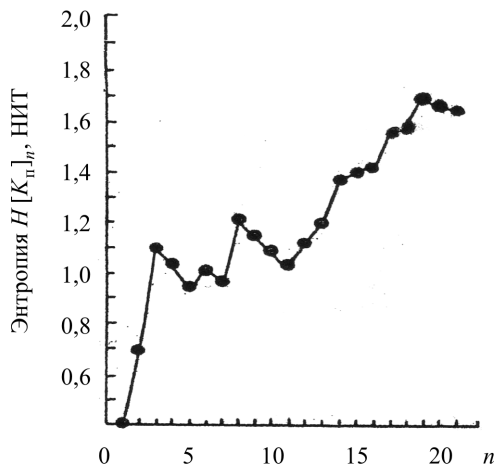


Рис. 2. График изменения энтропии для Шеметинского месторождения

Было установлено, что наиболее оптимальная зависимость должна содержать 24 парных определения «геофизический параметр – K_n по керну».

Достоверная оценка пористости пластов-коллекторов является одним из важнейших этапов при подсчете запасов нефти и газа. Чаще всего для определения пористости терригенных коллекторов используются методики определения пористости коллекторов по диаграммам собственной поляризации скважин (ПС) и гамма-каротажа (ГК) [1]. Путем сравнения указанных методов ГИС можно оценить достоверность результатов определения K_n . Чтобы получить зависимости $A_{nc} = f(K_n)$ и $\Delta I_\gamma = f(K_n)$, где A_{nc} и ΔI_γ – относительные параметры для кривых ПС и ГК соответственно, с высоким коэффициентом корреляции, необходимо иметь репрезентативную выборку параметров, достаточная представительность которой определяется по стабилизации энтропии $H[A_{nc}]$ и $H[\Delta I_\gamma]$. Эта операция является первым этапом статистического анализа достоверности значений пористости пород, определенных по соответствующим зависимостям [2].

Дальнейший ход статистического анализа рассмотрим на примере терригенных отложений девона месторождений Куединского вала. Все значения пористости, определенные по керну, ПС и ГК, входившие в выборочную совокупность при построении зависимостей $A_{nc} = f(K_n)$ и $\Delta I_\gamma = f(K_n)$, группируют с шагом интервала группирования 5 %. Затем вычисляют частотность ω каждого интервала, а результаты наблюдений изображают графически в виде гистограмм, теоретических и интегральных кривых распределения пористости (рис. 3, 4).

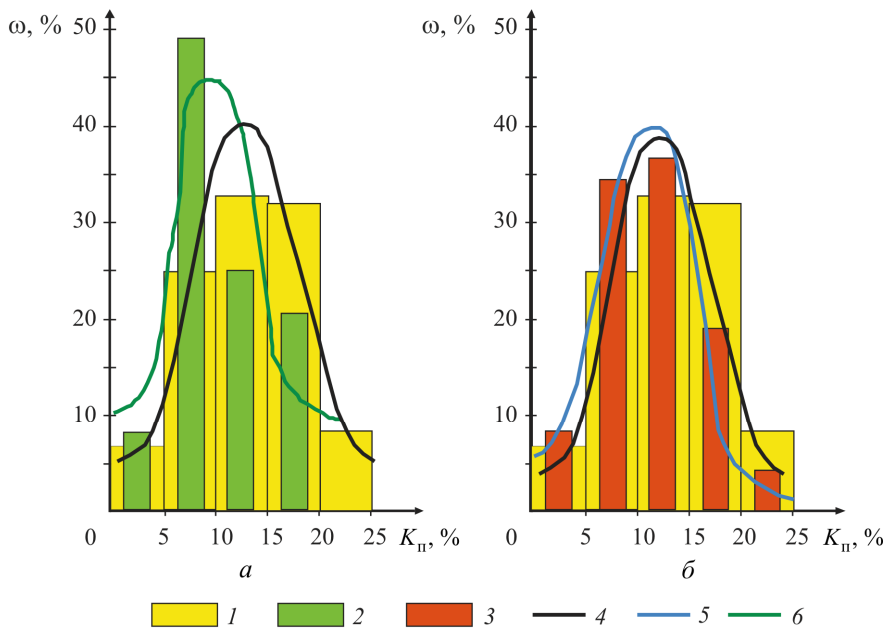


Рис. 3. Гистограммы и сопоставление теоретических кривых распределения пористости: a – по керну и ПС; b – по керну и ГК (гистограммы: 1 – по керну, 2 – по ПС, 3 – по ГК; теоретические кривые распределения $K_{п}$: 4 – по керну, 5 – по ГК, 6 – по ПС)

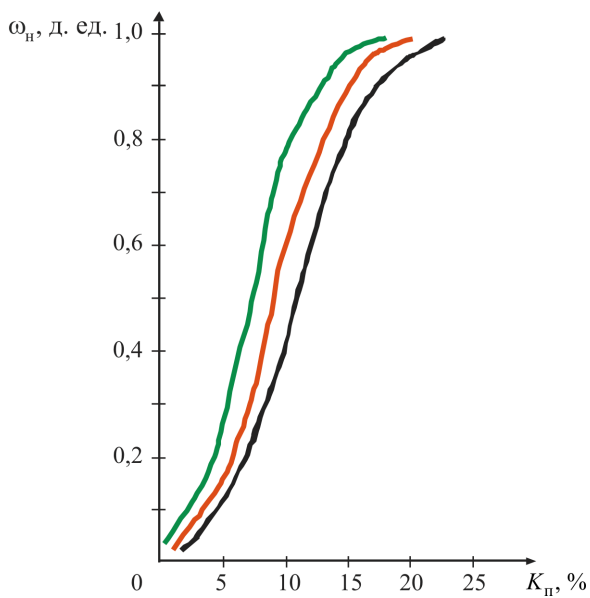


Рис. 4. Интегральные кривые распределения пористости, определенной по керну, ПС и ГК

Во всех случаях вычисляют основные параметры полученных эмпирических распределений: среднюю величину пористости K_n^{cp} , среднеквадратическое отклонение σ , дисперсию σ^2 (табл. 1). Из табл. 1 видно, что величины средней пористости K_n^{cp} по каротажным и керновым данным имеют близкие значения.

Таблица 1

Основные параметры полученных эмпирических распределений

Метод определения пористости	$K_n^{cp}, \%$	σ	σ^2
По керну	12,9	5,1	25,6
По ГК	11,3	4,7	22,1
По ПС	10,1	4,4	19,4

По гистограммам и кривым распределения пористости (см. рис. 3) выявляют характер эмпирического распределения по керновым и каротажным данным. Известно, что плотность вероятности случайной величины выражается функцией

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\varepsilon)^2}{2\sigma^2}},$$

где ε и σ – параметры распределения, из которых первый равен математическому ожиданию значений x , а второй – среднеквадратическому отклонению значений x .

Случайная величина подчинена нормальному закону распределения и имеет колоколообразную форму и симметричные ветви кривой относительно прямой $X = K_n$, асимптотически приближающиеся к оси абсцисс по обе стороны от максимума.

Для количественной оценки сходимости кривых используется критерий согласия А.Н. Колмогорова. При сопоставлении распределений пористости, определенной по керну и ГК, а также по керну и ПС, получаем значения критерия согласия λ и вероятность $p(\lambda)$ (табл. 2).

Таблица 2

Сопоставление пористости K_n , определенной по ГИС и по керну

Сопоставление пористости K_n	λ	$p(\lambda)$
По керну и ГК	0,80	0,54
	0,37	1,00
По керну и ПС	0,80	0,54
	0,84	0,46

При $p(\lambda) > 0,05$ эмпирическое распределение остается достаточно близким к теоретическому, что подтверждается отсутствием расхождения между частотами эмпирических рядов, полученных по результатам определения $K_{п}$ тремя методами (см. рис. 3).

На интегральной кривой распределения (см. рис. 4) видно, что результаты определения пористости по кривым ПС и ГК также хорошо согласуются между собой и с данными кернового анализа.

В результате данной работы мы пришли к следующим выводам:

1. Применение энтропии позволяет оценить степень разведанности нефтяных залежей по подсчетным параметрам, повысить эффективность геолого-разведочных работ (сократить количество разведочных скважин, интервалов проходки с выносом керна и т.п.) и получать более достоверные результаты при использовании зависимостей «геофизический параметр = f (пористость по керну)».

2. Изложенный подход к статистическому анализу достоверности определения значений пористости горных пород по диаграммам ГИС позволяет оценить представительность выборки при построении зависимостей каких-либо геофизических параметров с пористостью, определенной по керну в лабораторных условиях, сходимость результатов определения пористости разными методами и обосновать степень их надежности.

Список литературы

1. Косков В.Н., Косков Б.В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 317 с.

2. Дементьев Л.Ф., Хитров Е.А., Шурубор Ю.В. Применение информационных мер в нефтепромысловой геологии // Тр. «ПермНИПИнефть». – Пермь, 1974. – Вып. 10. – 155 с.

Получено 24.10.2016

Косков Владимир Николаевич – кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры «Геология нефти и газа», горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: koskov.vn@yandex.ru.

Кочнев Александр Александрович – студент, горно-нефтяной факультет, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, e-mail: sashakoch93@gmail.com.