

СРАВНЕНИЕ ТОЧНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОПРАВОЧНОЙ И АДАПТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС

Кожевников Д.А. (РГУ НГ им. И.М. Губкина), Коваленко К.В. (РГУ НГ им. И.М. Губкина), Дешененков И.С. (РГУ НГ им. И.М. Губкина)*

Введение

В методологии интерпретации данных ГИС с целью определения ФЕС коллекторов нефти и газа слабо изучен вопрос формализации и оценки точностных характеристик применяемых эмпирических алгоритмов.

На эмпирическом (поправочном) уровне интерпретации данных ГИС основными источниками погрешностей являются неопределенности задания свойств компонент породы (минералогических плотностей, интервальных времен, водородосодержаний матрицы, пелитовой фракции, флюида) и их объемных содержаний.

Альтернативой поправочной технологии интерпретации данных ГИС является адаптивная технология [4]. Для перехода от эмпирического уровня интерпретации на адаптивный алгоритмический уровень необходимо иметь петрофизические модели, позволяющие **предсказывать** результат по ограниченной априорной информации. Определяемым параметром при такой интерпретации является эффективная пористость.

Эффективная пористость – существенно более информативный (в сравнении с открытой или общей пористостью) параметр, позволяющий одновременно учитывать как емкостные, так и фильтрационные свойства коллектора. При этом **априорное знание состава породы не требуется**, так как настроечные параметры адаптивных алгоритмов определяются непосредственно по результатам скважинных измерений, что позволяет избежать неточностей эмпирических методик.

Работа посвящена сравнительному анализу точностных характеристик адаптивной и эмпирической методик: точности определения пористости и эффективной пористости по данным стандартного комплекса методов ГИС (АМ, ГТМ, ННМ-2, метода СП, ГМ).

Интерпретационные модели поправочной и адаптивной интерпретации данных ГИС

Петрофизические параметры методов ГИС – аддитивные функции объемных содержаний минеральных компонент, для которых определены петрофизические модели:

$$\mathfrak{R}(K_{п}; \mathfrak{R}_{ц}) = \sum_i \mathfrak{R}_i K_i, \quad \sum_i K_i = 1,$$

где $\mathfrak{R}(K_{п}; \mathfrak{R}_{ц})$ – значение петрофизического параметра коллектора при текущей пористости $K_{п}$;

\mathfrak{R}_i – петрофизический параметр i -й минеральной компоненты (матрицы $\mathfrak{R}_м$, пелитовой фракции

$\mathfrak{R}_{нел}$, остаточной (связанной) воды $\mathfrak{R}_{во}$, подвижного флюида $\mathfrak{R}_{фл}$);

K_i – объемное содержание i -й минеральной компоненты.

Применение традиционных петрофизических моделей методов ГИС для интерпретации осложняется тем, что свойства компонент коллектора априори неизвестны, и не являются постоянными (константами) на каждом кванте глубины исследования. Например, плотность, водородосодержание и акустические свойства цемента могут существенно меняться от кровли к подошве пласта. Этот фактор затрудняет определение объемных содержаний компонент коллектора посредством решения обратной задачи как системы алгебраических уравнений. Именно для преодоления этих трудностей нами разработана адаптивная технология интерпретации данных ГИС.

Достоинством адаптивных интерпретационных моделей является явное выражение решений обратных задач через параметры, характеризующие совокупность технических условий измерений, включая метрологические характеристики информационно-измерительных систем. Это обстоятельство позволяет определять результирующую погрешность искомых петрофизических

параметров, исходя из неопределенности задания входных параметров. Могут изучаться и парциальные погрешности, обусловленные отдельными частными источниками погрешностей.

Основным интерпретационным и одновременно петрофизическим параметром адаптивной интерпретации является петрофизический инвариант Ψ , определяемый выражением:

$$\Psi = \frac{\mathfrak{R}(K_n; \mathfrak{R}_u) - \mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_u)}{\mathfrak{R}(M; \mathfrak{R}_M) - \mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_u)} \quad (*)$$

где $\mathfrak{R}(K_n; \mathfrak{R}_u)$ – значение петрофизического параметра коллектора при текущей пористости K_n ;

$\mathfrak{R}(M; \mathfrak{R}_M)$ – петрофизический параметр коллектора при $K_n = M$;

$\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_u)$ – петрофизический параметр «вырожденного» коллектора при отсутствии эффективной пористости ($K_n = \mu$, максимальная глинистость);

Приведенное выражение является алгоритмом определения эффективной пористости (через петрофизический инвариант) по данным каждого метода из комплекса. Настраиваемыми параметрами алгоритма являются величины $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_u)$ и $\mathfrak{R}(M; \mathfrak{R}_M)$. Уравнение (*) не требует априорного задания свойств компонент породы; параметры определяются адаптивно. С учетом максимальной эффективной пористости по величине Ψ рассчитывается эффективная пористость [3].

Величина $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_u)$ не зависит от свойств подвижного флюида, так как подвижный флюид при $K_n = \mu$ отсутствует, и всё емкостное пространство занято остаточной водой. Величина $\mathfrak{R}(M; \mathfrak{R}_M)$ не зависит от состава и свойств глинистого цемента, поскольку при $K_n = M$ коллектор его не содержит.

Погрешности определений общей и эффективной пористостей

При определении общей и эффективной пористостей результирующая погрешность обусловлена неопределенностью задания входных параметров. В первую очередь, эта неопределенность выражена в недостатке информации о составе пелитовой фракции. Свойства глинистых минералов могут изменяться в значительном диапазоне. Например, плотность каолинита равна $2,54 \text{ г/см}^3$, в то время как плотность гидрослюд достигает $2,78 \text{ г/см}^3$. Таким образом, среднее значение плотности пелитовой фракции составляет $2,66 \text{ г/см}^3$, значит, абсолютная погрешность определения объемной плотности пелитовой фракции составляет $0,12 \text{ г/см}^3$. Полагая, что эта погрешность подчиняется нормальному распределению и соответствует вероятности определения плотности на уровне 99%, стандартное отклонение составляет одну треть, т.е. принято $0,04 \text{ г/см}^3$. Такие же значения стандартных отклонений выбраны для плотности матрицы, остаточной воды и подвижного флюида, насыщающего поровое пространство.

Алгоритмическая погрешность расчета объемной плотности накапливается вследствие измерительных процедур и при учете влияния промежуточной зоны. Следуя [4], примем, что абсолютная погрешность определения объемной плотности не превышает $0,04\text{-}0,05 \text{ г/см}^3$. Стандартное отклонение составляет одну треть, т.е. принято $0,015 \text{ г/см}^3$.

Погрешности (стандартные отклонения) пористости матрицы M и водоудерживающей способности матрицы, а также коэффициента остаточной водонасыщенности задаются, исходя из имеющейся априорной информации. Приняты стандартные отклонения 0,3% для M , 0,2% для μ_0 и 7% для $K_{во}$. Стандартные отклонения параметров для других методов были определены аналогичным образом.

Объемная плотность и интервальное время обладают низкой чувствительностью к изменению свойств цемента: при изменении водоудерживающей способности на 3%, объемная плотность изменяется на $0,1 \text{ г/см}^3$, а интервальное время на 20 мкс/м. Аналогичные выводы можно сделать и по остальным петрофизическим параметрам. Таким образом, можно задать стандартное отклонение параметра $\mathfrak{R}(\mu; \mathfrak{R}_u)$. В области неглинистого коллектора разброс значений отсутствует, следовательно, погрешность задания плотности обуславливается погрешностью алгоритма интерпретации.

Погрешность величины $\mathcal{R}(M; \mathcal{R}_M)$ является весьма устойчивой в то время как погрешность $\mathcal{R}(\mu; \mathcal{R}_\mu)$ зависит не только от типа цемента, но и от величины пористости (эффективной пористости). Причем при уменьшении K_n или $K_{n\text{эф}}$ неопределенность $\mathcal{R}(\mu; \mathcal{R}_\mu)$ уменьшается, так как значения петрофизического параметра стремятся к «вырожденному» коллектору. Таким образом заданы погрешности всех входных параметров для расчет общей и эффективной пористостей по поправочной и адаптивной технологиям.

Допустим, что каждый из входных параметров является случайным и независимым с известным законом распределения и имеет заданную меру неопределенности. Тогда для оценки погрешностей удобно применить имитационное моделирование по методу статистических испытаний (Монте-Карло), позволяющему вычислять плотности вероятностей для произвольной функции многих переменных.

Имитационное моделирование проводилось для шести значений петрофизических параметров, соответствующих шести значениям общей и эффективной пористости, при 100000 повторений. В качестве примера на рис. 1 приведено графическое представление результатов расчета относительных погрешностей эффективной пористости для поправочной и адаптивной технологии. Кроме того, произведен расчет погрешностей определения общей пористости, а также парциальных погрешностей.

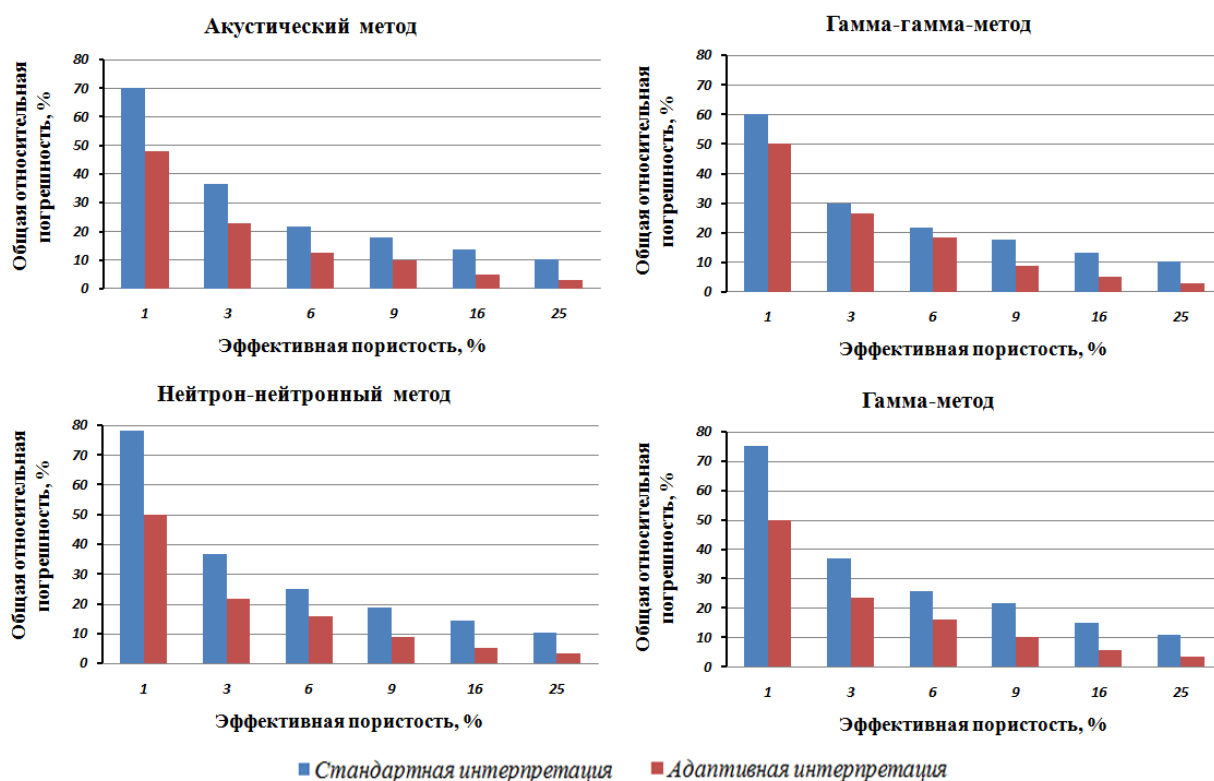


Рисунок 1. Гистограммы общих относительных погрешностей определения эффективной пористости в зависимости от величины последней.

Следует отметить, что при таком моделировании стандартная методика идеально откалибрована и полностью исключает влияние скважинных условий. В то время как на практике подобного достичь не удастся. Поэтому погрешности поправочной методики в реальных скважинах несколько выше. Примеры полученных результатов имитационного моделирования эффективных пористостей, рассчитанных по адаптивной и поправочной методикам, показаны на рис. 2. В данном случае общая относительная погрешность определения эффективной пористости по адаптивной технологии составляет 9,1%, тогда как по поправочной — 17,6%.

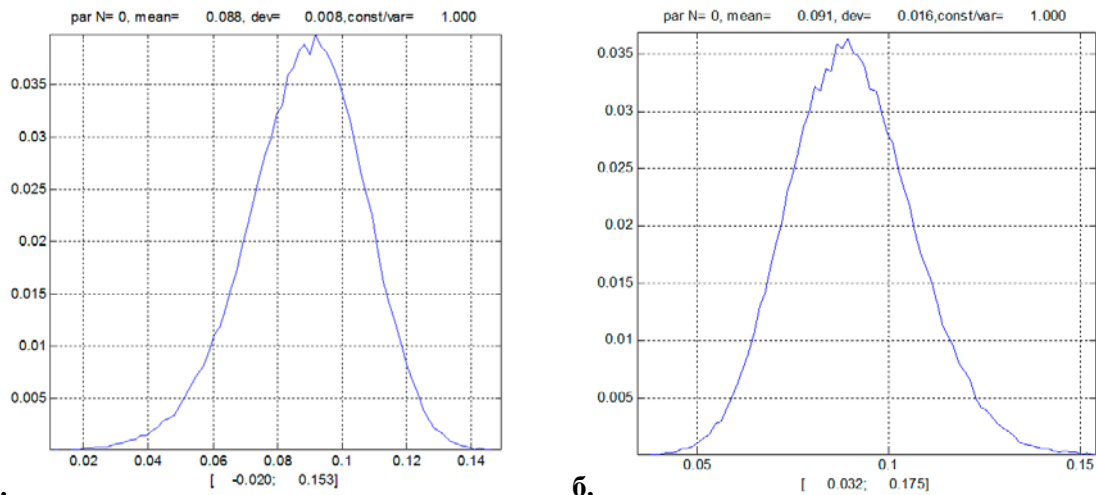


Рисунок 2. Распределения алгоритмических погрешностей эффективной пористости по адаптивной (а) и поправочной (б) методикам.

Общая относительная погрешность определения общей и эффективной пористостей по адаптивной методики в 1.2 — 2 раза меньше, чем по стандартной при малых значениях пористостей. В случае высокопористых пластов точность адаптивной технологии существенно увеличивается и достигает 3 относительных процентов, что точнее стандартной методики в 3 — 3.5 раза. Следовательно, адаптивная методика наиболее эффективна в пластах с хорошими коллекторскими свойствами, хотя даже в низкопористых пластах применение адаптивной интерпретации более эффективно, нежели стандартной.

Результаты и выводы

На основе петрофизических и интерпретационных моделей адаптивной и стандартной интерпретации данных ГИС определены общие относительные погрешности, а также парциальные погрешности.

При адаптивной интерпретации **априорное знание состава породы** (минералогических плотностей, интервальных времен, водородосодержаний матрицы, пелитовой фракции, флюида, а также их объемных содержаний) **не требуется**, так как настроечные параметры алгоритмов определяются непосредственно по результатам скважинных измерений. Надежность и точность алгоритмов обусловлены их помехоустойчивостью и настройкой на параметры, соответствующие характеристикам коллектора в условиях естественного залегания.

Поэтому даже при малых погрешностях входных параметров стандартных интерпретационных моделей, адаптивные модели примерно в 2-2.5 раза точнее, начиная с $K_{пэф} > 5\%$ и в 1.2-1.5 раза точнее при $K_{пэф} < 5\%$. По общей пористости адаптивная технология точнее примерно в 2 раза. С увеличением емкостных свойств коллекторов уменьшаются погрешности параметров, входящих в адаптивные интерпретационные модели, что дополнительно увеличивает точность решения.

Таким образом, адаптивная интерпретация данных ГИС позволяет убрать влияние недоопределенных физических переменных и параметров, «зашумляющих» искомые петрофизические зависимости. Появляется возможность и необходимость перевода интерпретации с эмпирического поправочного уровня на уровень строго обоснованных **адаптивных алгоритмов** интерпретации.

Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. [2004] Петрофизика.
2. Кожевников Д.А. [1997] Проблемы интерпретации данных ГИС. *Каротажник*, **34**.
3. Кожевников Д.А. [2001] Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов. *Геофизика*, **4**.
4. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. [2010] Адаптивная петрофизическая интерпретация плотностного гамма-гамма метода, *Каротажник*, **190**.