

НЕКОТОРЫЕ ВОПРОСЫ ОЦЕНКИ НЕОДНОРОДНОСТИ ПОЛЕЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В настоящее время все более актуальными для нефтяной промышленности становятся вопросы контроля и управления разработкой месторождений на поздней стадии их эксплуатации, составления достоверных прогнозов нефтедобычи в условиях заводнения. При этом использование существующих аналитических решений задач фильтрации оказывается затруднительным вследствие существенной анизотропии нефтяных пластов, их конечности и сложности геометрических очертаний, многофазности потоков и т.д. Поэтому для решения этих вопросов создаются постоянно действующие модели разработки месторождений с использованием различных численных методов. Реализация последних предполагает наличие информации о распределении по исследуемым площадям пористости, нефтенасыщенности, толщины пластов, проницаемости и т.п.

В данной работе рассматриваются некоторые вопросы оценки неоднородности распределения этих величин на примере толщин пласта D_0 одного из участков Ромашкинского месторождения.

Заметим, что современные геофизические методы исследований пластов позволяют достаточно точно описать распределение ряда параметров, прежде всего толщины пластов, по всему месторождению. В определенных случаях можно даже рассчитать границы разделов фаз многофазных фильтрационных потоков. Однако к настоящему времени трудно представить себе широкомасштабное

использование подобных методов по экономико-техническим причинам. Существуют в этой области и определенные математические проблемы в интерпретации получаемых результатов. Кроме того, такие переменные, как пористость и, тем более, проницаемость, рассчитать по данным сейсмомониторинга с приемлемой точностью весьма сложно. Поэтому задача интерполяции значений геофизических параметров, полученных в отдельных точках (скважинах) на всю площадь месторождения, в ближайшее время, видимо, останется актуальной.

Допустим, у нас имеется информация о значениях толщин того или иного пласта в точках, соответствующих пробуренным скважинам. На основе этих данных обычно строятся геологические профили, производится подсчет запасов. При этом возникает вопрос: а правильно ли мы поступаем, соединяя кровли и подошвы пластов тем или иным способом? Какой будет реальная толщина пласта в интервале между двумя скважинами, если в одной скважине эта толщина 6 метров, а в соседней – 8 метров: 7 м, 8 м, 6 м, 0 м, 20 м?

Для оценки этой ситуации можно попытаться ввести некие количественные характеристики для каждого конкретного месторождения, которые бы учитывали степень локальной пространственной скоррелированности значений геофизических параметров, другими словами, ответить на вопрос: в какой степени значения геофизических параметров в пределах отдельно взятых участков иссле-

М.Н. Овчинников, Ф.Ф. Каримов, А.С. Николаев **Акустический контроль гидродинамических потоков в скважинах**

Так, на рис. 1 показаны нормированные на максимальное значение амплитуды шумов фильтрационных потоков (в диапазоне 3 – 20 кГц) в нагнетательной скважине с двумя вскрытыми пластами и интервалами перфорации 1136 – 1141 и 1152 – 1155 м (показаны стрелочками). При этом верхний пласт был изолирован цементным мостом (показан штрихованным прямоугольником). Мы видим, что фильтрация наблюдается в обоих пластах и в пропластке в интервале 1147 – 1150, а цементаж не привел к прекращению фильтрации в верхнем пласте.

Помимо определения профилей фильтрационного притока жидкости, используя шумометрию, можно исследовать процесс динамики относительных фазовых проницаемостей в околоскважинном по изменению амплитуд шумов, создаваемых различными жидкостями, поскольку с уменьшением вязкости скорости потоков и, соответственно, амплитуды шумов фильтрации, увеличиваются.

Метод и аппаратура были успешно опробованы в ус-

ловиях работающих скважин на Ромашкинском нефтяном месторождении в течение последних пятнадцати лет.

Литература

Билалов Р.Ф., Завидонов А.Ю., Овчинников М.Н. Контроль эволюции углеводородных резервуаров при заводнении с использованием гидродинамического звукообразования. *Труды Научно-практической конференции VII Международной специализированной выставки «Нефть, газ-2000» «Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений»*. Казань. 5-8 сентября 2000.

Николаев С.А., Овчинников М.Н. Генерация звука фильтрационным потоком в пористых средах. *Акустический журнал*. т. 38. №1. 1992. 114-118.

Николаев С.А., Овчинников М.Н., Кандаурова Г.Ф., Мельников Н.А. Спектральная шумометрия фильтрационного потока в нагнетательных скважинах. *Нефтяное хозяйство*. №2. 1992. 40-42.

Николаев С.А., Овчинников М.Н., Николаев С.А. Авторское свидетельство №1477900. *Способ контроля гидродинамического потока в скважине*. Б.И. №17. 1989. 121.

Якимов А.С., Хисамов Р.С., Трофанчук Д.С., Николаев С.А., Овчинников М.Н. Эффективность спектральной шумометрии по контролю заводнения. *Нефтяное хозяйство*. Вып.2. 1987. 50-52.

дуемой площади «соответствуют» друг другу?

Для примера рассмотрим площадь, на которой пробурено 590 скважин с плотностью сетки 28.4 га/скв. Распределение толщины пласта D_0 для нее, интерполированное на всю площадь методом триангуляции, показано на рис. 1а. Для простоты будем считать, что все пропластки слиты в один пласт. Заметим при этом, что сам вид распределения исследуемого параметра по площади будет определяться типом математического алгоритма интерполяции. Поэтому в данной ситуации следует выбирать такие алгоритмы, которые являются

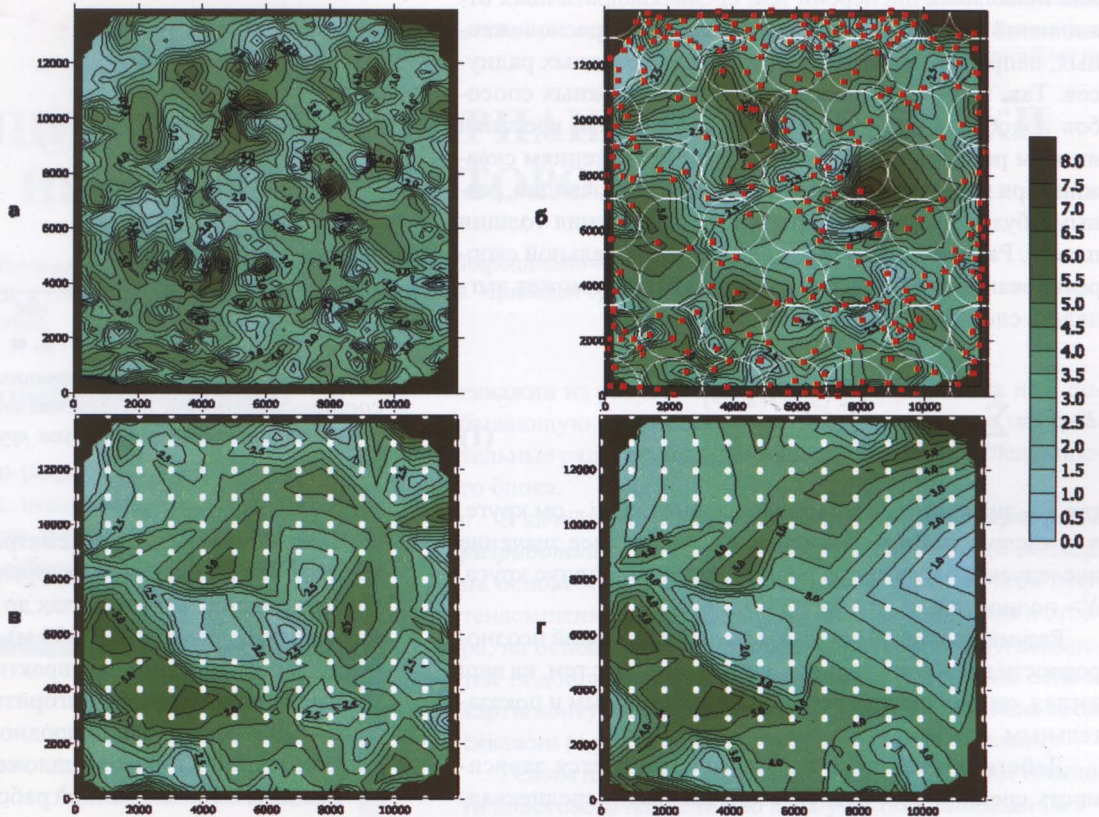


Рис. 1. Пример распределения толщины пласта по площади при интерполяции методом триангуляции при 4 вариантах плотности сетки скважин: а – 28.4 га/скв., б – 56.8 га/скв., в – 113.1 га/скв., г – 226.3 га/скв.

«точными» в том смысле, что они не будут изменять при интерполяции исходных значений исследуемого параметра, приписанных определенным точкам. Далее будем «прореживать» участок, убирая, случайным образом выбранные скважины, из компьютерной базы данных. Одна из подобных реализаций показана на рис. 1б, в, г для случаев разрежения сетки скважин в 2 раза (до плотности сетки 56.8 га/скв.), в 4 раза (113.1 га/скв) и в 8 раз (226.3 га/скв.), соответственно. Из рисунков видно, что

каждое последующее распределение, в основном, повторяет предыдущее, но, одновременно с этим, нетрудно и заметить, что рис. 1г весьма мало напоминает рис. 1а. При этом интересно отметить, что частотные распределения толщин для всех этих случаев примерно одинаковы, что показано на рис. 2. На этих гистограммах, для адекватности сравнения, каждое из значений числа толщин, попадающих в определенный полуметровый интервал в пределах отдельного распределения, соответствующего последовательно случаям а, б, в и г из рис. 1, нормировано на свое максимальное значение.

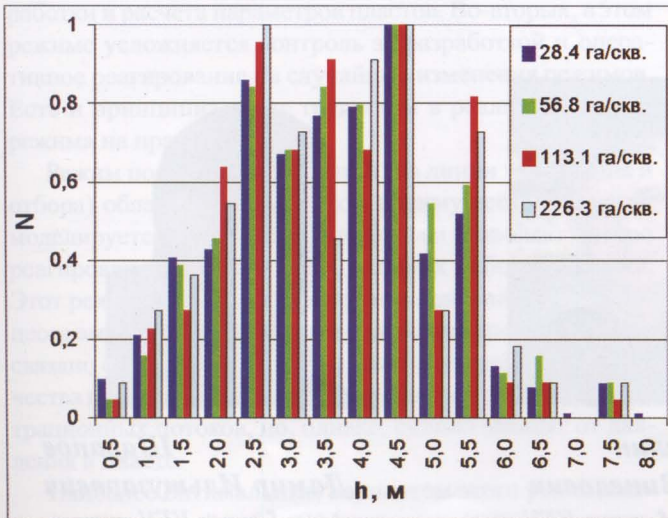


Рис. 2. Пример распределения толщины пласта по площади при интерполяции методом триангуляции при 4 вариантах плотности сетки скважин: а – 28.4 га/скв., б – 56.8 га/скв., в – 113.1 га/скв., г – 226.3 га/скв.

Для количественной оценки скоррелированности локальных изменений толщины пласта можно ввести критерий, связанный с самоподобием различных распределений толщины пласта, например, следующим образом. Выделим на рассматриваемой площади равномерно распределенное множество точек (см. рис. 1в, г) и подсчитаем, в каком числе из них, значения толщин пласта на рис. 1в отличаются от значений толщин на рис. 1г не более чем, например, на 10 %. Оказывается, что для рассматриваемого случая этому критерию удовлетворяют 87 % точек, что говорит об определенной степени самоподобия рисунков. Снижение этого уровня будет соответствовать уменьшению степени самоподобия. Заметим, однако, что подобные критерии носят условный характер. Другой недостаток этого подхода заключается в зависимости получаемых результатов от вида интерполяции.

Иной способ представления локальной скоррелированности распределений толщин заключается в вычисле-

нии локальных дисперсий или среднеквадратичных отклонений для различных выборок скважин, расположенных, например, в пределах кругов определенных радиусов. Так, на рис. 1б показан один из возможных способов подобного разбиения площади на круги, крестики на этом рисунке соответствуют местоположениям скважин. При различных радиусах этих кругов, очевидно, разными будут и среднеквадратичные отклонения толщин пласта. Расчетная формула для средней локальной скоррелированности $K(r)$ параметра по площади может выглядеть следующим образом:

$$K(\rho) = \sum_{j=1}^N \frac{1}{N \langle s_j \rangle} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n_j} (s_{ij} - \langle s_j \rangle)^2}{n_j}}, \quad (1)$$

где s_{ij} – значения исследуемого параметра в j -ом круге, n_j – число точек в j -ом круге, $\langle s_j \rangle$ – среднее значение исследуемого параметра в j -ом круге, r – радиус круга, N – полное число кругов.

Разумеется, такой алгоритм оценки локальной неоднородности не является единственным, вместе с тем, на наш взгляд, он представляется достаточно простым и показательным.

Действительно, на рис. 3 демонстрируется зависимость средних, для исследуемой площади, среднеквадратичных отклонений, нормированных на среднее значение толщин в пределах соответствующих кругов от радиусов кругов, из которой видно, что с ростом радиуса круга среднеквадратичные отклонения растут, причем резкий рост нескоррелированности начинается при значениях $K(r) \sim 0.05 - 0.1$, т.е. превышающих 10% от максимально возможного $K(r)$, другими словами, когда среднеквадратичное отклонение становится по порядку величины сравнимым со средним значением исследуемого параметра, что соответствует в данном примере значениям радиуса $r \sim 250 - 300$ метров. Отметим, что данный способ оценки неоднородности распределений параметров по площади уже не зависит от вида интерполяции, как это было в предыдущем случае.

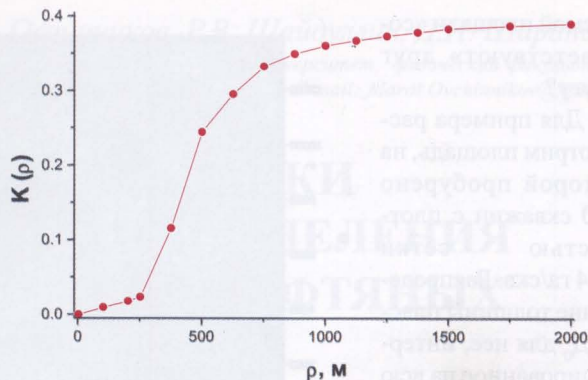


Рис. 3. Зависимость нормированных на среднюю толщину среднеквадратичных отклонений толщин для выборок скважин в зависимости от радиуса круга, в пределах которого делается выборка.

Таким образом, для рассматриваемого участка можно говорить о локальной скоррелированности значений толщин пластов на интервалах до 500 м (что соответствует радиусам кругов 200 – 300 м), а на больших расстояниях скоррелированность, практически, исчезает.

Предложенные выше алгоритмы могут быть использованы для оценки неоднородности коллекторов, хотя, разумеется, могут быть предложены и иные подходы.

Важным выводом данной работы является то, что при построении трехмерных геологических и геолого-гидродинамических моделей чисто геофизических данных о значениях параметров типа толщины или пористости, полученных в точках местоположения скважин, может оказаться недостаточным для построения адекватных реальности 3D моделей, вследствие значительной неопределенности значений этих параметров в межскважинных интервалах. В этом случае, для создания соответствующих моделей потребуются дополнительные геофизические, сейсмографические, а для геолого-гидродинамических моделей и гидродинамические исследования, позволяющие получить более подробную информацию о распределении параметров в пространстве между скважинами.



Овчинников

Марат Николаевич

старший научный сотрудник КГУ, кандидат физ.- мат. наук. Научные интересы: динамика сложных систем, молекулярно-динамическое моделирование, нестационарная фильтрация. Изобретатель СССР. Автор 30 научных работ.



Шайдуллин

Ренат Винелович

студент 5 курса КГУ, специализируется в области контроля за разработкой нефтяных месторождений.



Шарапов

Дамир Ильтузарович

студент 5 курса КГУ, специализируется в области контроля за разработкой нефтяных месторождений.