

С.В. Галкин, Д.К. Сафин
ООО «ПермНИПИнефть»
ОАО НК «ЛУКОЙЛ»

О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МНОГОМЕРНЫХ СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ОЦЕНКЕ ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ

На примере подсчета запасов пласта Биш Кыласовского месторождения показана методика и эффективность использования при оценке пористости многомерных статистических моделей. При реализации многомерного подхода изучена проблема систематического занижения пористости по ГИС в эффективных интервалах. Предложена возможная методика выявления и учета погрешностей рассмотренного эффекта.

В настоящее время для многих месторождений происходит пересчет запасов УВ. Для старых месторождений ввиду достаточно высокой изученности геометрии их запасов относительная плотность ошибок при подсчете запасов в сравнении с более ранним разведочным этапом значительно смещается в сторону определения коэффициента открытой пористости $K_{П}$. Следует заметить, что точность определений $K_{П}$ также всегда опосредованно влияет и на точность других используемых в объемном методе подсчета запасов параметров. Так, параметр $K_{П}$ является исходной информацией в методиках определения коэффициента нефтенасыщенности, а также используется при выделении коллекторов (определение граничных значений коллекторов), влияя на значения эффективных толщин и площадей нефтегазоносности.

Как показывает практический опыт, при оценке открытой пористости по ГИС наиболее эффективно использовать так называемые в литературе модели «черного ящика». Данные петрофизические модели строятся индивидуально для определенных площадей (месторождений) и основаны на построении по выборочным данным аппроксимационных зависимостей путем поинтервального сопоставления исследований ядра с методами ГИС. Несмотря на их некоторую нефизичность, отмечаемую многими исследователями, такой подход здесь более эффективен, чем использование строгих теоретических моделей. Существенным преимуществом частных петрофизических моделей типа ядро-ГИС также является возможность непосредственной оценки по ГИС открытой, а не общей пористости. Ядро в моделях «черного ящика» можно считать представительным и рассматривать как некий эталон, а при близости результатов определений $K_{П}$ по ядру и ГИС аппроксимирующие модели считать удовлетворительными.

Часто при оценке пористости по петрофизическим зависимостям устанавливают, что пористость контролируется не одним, а сразу несколькими различными методами ГИС. В этом случае учет большего количества параметров позволяет увеличить достоверность статистических оценок. Раньше в подобных ситуациях пористость, как правило, определяли независимо по нескольким ме-

тодам ГИС, после чего либо усредняли полученные результаты, либо делали вывод о наибольшей достоверности того или иного метода. Другой альтернативой являлось использование различных палеток определения пористости. Подобные подходы всегда субъективны, так как при них степень влияния параметров ГИС на пористость оценивается исследователем в значительной степени интуитивно. Действительно, в случае если зависимости пористости от методов ГИС характеризуются высокими и близкими по абсолютной величине коэффициентами корреляции, то осреднение рассчитанных по данным моделям значений пористости можно считать обоснованным. Однако такая ситуация возникает далеко не всегда. Так, например, для карбонатных отложений башкирского возраста Кыласовского месторождения установлены значимые связи пористости с объемным влагосодержанием W (метод НК-т) и интервальным временем пробега ΔT (метод АК). Причем пористость более надежно контролируется параметром W , однако и связь пористости с ΔT также значима. В последние годы, в связи с новыми возможностями вычислительной техники, в подобных ситуациях все чаще для исключения субъективности при оценке пористости применяются методы многомерной статистики, позволяющие одновременно учитывать в одной комплексной формуле несколько параметров. Анализ подобных зависимостей, в том числе и прошедших экспертизу в ГКЗ, показывает, что часто они имеют необоснованно усложненный вид. Одни и те же параметры ГИС в комплексной формуле нередко одновременно присутствуют в различных степенях, под знаком логарифма и т.д. Подобные модели могут давать незначительное увеличение коэффициента множественной корреляции R . Такое мнимое увеличение точности прогноза на обучающей выборке связано с увеличением степеней свободы модели. На практике при оценке пористости по ГИС такое физически необоснованное усложнение моделей в лучшем случае не оказывает влияния на конечные результаты, в худшем может привести к значительным погрешностям прогноза. Снижение качества прогнозных моделей происходит ввиду явления мультиколлинеарности (коррелируемости) параметров, производных от одних и тех же методов ГИС. Кроме этого, работа с такими моделями весьма трудоемка, что повышает на практике риск случайных ошибок.

Учитывая это, построение многомерных статистических моделей должно осуществляться не механически, а поэтапно, с отслеживанием на каждом этапе промежуточных результатов. Непосредственно перед построением многомерных моделей оценки пористости необходима оценка информативности параметров. Проиллюстрируем один из возможных подходов на примере оценки пористости пласта Бш Кыласовского месторождения. На первом этапе для всех параметров ГИС определялся характер двумерных петрофизических зависимостей $K_{п} = f(\text{ГИС})$. В результате установлено, что наилучшими аппроксимирующими моделями являются логарифмическая зависимость для метода НК-т и линейная для метода АК:

$$K_{п} = 8,1333 \ln(W) - 8,26 \text{ при коэффициенте детерминации } R_{\text{дет}} = 0,83;$$

$$K_{п} = 0,1187\Delta T - 11,951 \text{ при коэффициенте корреляции } r = 0,64.$$

Установлено, что остальные геофизические параметры плохо коррелируются с пористостью, ввиду чего их использование в многомерной модели приведет лишь к «загрязнению» исходной статистической информации. Ввиду логарифмического характера связи пористости с W перед построением многомерной модели, все значения W переводились в логарифмический масштаб (для более удобного использования моделей рассчитывались десятичные логарифмы). Так как зависимость $K_{П}=f(\Delta T)$ имеет линейный вид, то предварительных преобразований с параметром ΔT не производилось. В результате перебора моделей на ЭВМ установлено, что наиболее тесная связь получена при использовании многомерной зависимости следующего вида:

$K_{П} = 20,88369 \lg(W) - 0,02304 \Delta T - 5,848$, при коэффициенте множественной корреляции $R=0,84$.

Сопоставление значений $K_{П}$ по керну с рассчитанными по многомерной зависимости показало достаточно высокую сходимость исходных и расчетных данных. Ошибки определений $K_{П}$ в большинстве случаев не превышают 4 %. Однако взаимное сравнение распределений показывает, что распределение $K_{П}$ по данным ГИС сужено относительно $K_{П}$ по керну. Данный эффект возникает ввиду того, что рассчитанная по ГИС пористость некоторых наименее пористых образцов завышена в сравнении с керном. Для некоторых наиболее пористых образцов, напротив, рассчитанная по ГИС пористость несколько занижена. При процедуре усечения обучающей выборки интервалами эффективных значений $K_{П}$ интервалы с минимальной пористостью исключаются из общей совокупности, а высокопористые интервалы, напротив, в выборке присутствуют. В результате среднее для эффективных толщин рассчитанное по ГИС значение $K_{П}$ оказывается заниженным. Этот эффект всегда существует при использовании многомерных зависимостей и приводит к систематическому занижению пористости эффективных толщин по ГИС при подсчете балансовых запасов УВ.

Так, при ограничении обучающей выборки граничным значением коллекторов 7% для пласта Бш Кыласовского месторождения отмечено занижение средних значений $K_{П}$ по ГИС, равное 0,87 %. Средние значения $K_{П}$ по керну и ГИС при этом соответственно равны 16,13 и 15,26 %. Наличие значительной систематической погрешности определений $K_{П}$, по данным ГИС на обучающей выборке, автоматически приведет к присутствию этой же ошибки при использовании полученной петрофизической зависимости и на всех участках месторождения, неохарактеризованных данными керна, занижая тем самым балансовые запасы УВ по всей площади месторождения. Для рассмотренного случая занижение пористости на 0,87% при ее среднем значении по данным керна в коллекторах 16,13% приводит к ошибкам в балансовых запасах порядка 5%.

Таким образом, рассчитанная с помощью многомерных зависимостей открытая пористость в большей или меньшей мере всегда является заниженной в сравнении с керном. Для устранения этого можно рекомендовать при постановке средневзвешенного значения $K_{П}$ в формулу подсчета балансовых запасов прибавление к расчетной по ГИС пористости невязки данных керна и ГИС, по-

лученной на обучающей усеченной выборке (в данном случае 0,87 %). Несмотря на внешнюю простоту такого подхода, он вполне применим для более объективной оценки среднего значения K_p по месторождению ввиду того, что пористость обладает свойством аддитивности (объем пор месторождения равен сумме объема пор в его составных частях).

Получено 22.11.2000

УДК 551.735 (470.51/54)

Е.И.Гудков, В.А.Мордвинов, Ю.В.Шурубор
Пермский государственный технический университет

ОПЫТ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ РЕЖИМАХ ИСТОЩЕНИЯ

На примере нефтяной залежи в отложениях яснополянского надгоризонта Тросельжанского месторождения оцениваются прогностические возможности компьютерной программы REGISB при решении задачи имитационного моделирования разработки нефтяных залежей на режимах истощения.

Режимы разработки нефтегазовоносных пластов могут быть природными (естественными), искусственными и смешанными. Фильтрация флюидов к забоям добывающих скважин при природных режимах обеспечивается за счет естественной потенциальной энергии недр. Если природный режим характеризуется невозможным уменьшением пластовой энергии, его относят к режимам истощения. Разновидностями этих режимов при разработке нефтяных залежей без газовых «шапок» являются: упругий (проявляется в чистом виде для практически замкнутых, изолированных залежей); упругий водонапорный (характерен для залежей, гидродинамически связанных с обширными водоносными зонами); режим газированной жидкости, или, по-другому, режим растворенного газа (проявляется при пластовых давлениях ниже давления насыщения нефти газом); гравитационный (режим залежи с истощенной пластовой энергией).

При разработке нефтяной залежи на режимах истощения происходит последовательная смена их разновидностей – от упругого или упруговодонапорного через режим газированной жидкости к гравитационному режиму.

Принято считать, что главным недостатком разработки залежей при режимах истощения является низкий уровень отбора углеводородов из недр, так