

По построенным моделям выполнено вычисление значений $Z_{нр}^x$ для каждого месторождения и для каждого года анализа. Сопоставление значений $Z_{нр}$ по данным аудита $M\&L$ с результатами, полученными с использованием статистических моделей, приведено на рисунке. Отсюда видно, что результаты, полученные по многомерной модели, наиболее хорошо коррелируются с данными $M\&L$ ($r=0,99$; $t_p > t_d$). Все вышеизложенное показывает, что использование особенностей взаимозависимостей между $Z_{нр}$ и n_c по вышеописанным вариантам позволили построить многомерную математическую модель, наилучшим образом описывающую связь между доказанными разбуренными неразрабатываемыми запасами по данным $M\&L$ и количеством запланированных мероприятий.

Получено 12.05.03

УДК 622.276

Галеб Х.А. Аль-Бори

Пермский государственный технический университет

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОЛЕЙ ТЕКУЩЕЙ ПЛОТНОСТИ ОСТАТОЧНЫХ ПОДВИЖНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПЭВМ

Краткая характеристика нового алгоритмического и программного обеспечения, предназначенного для построения карты плотности текущих остаточных подвижных запасов нефти разрабатываемой залежи по данным о начальных запасах и накопленной добыче нефти в целом по залежи, текущей обводненности продукции каждой из добывающих скважин, размещении нагнетательных скважин, накопленной закачке по каждой из действующих или ранее действовавших нагнетательных скважин.

Если разработка нефтяной залежи с самого ее начала не сопровождалась послынным мониторингом добычи и закачки по отдельным скважинам, для отображения текущего состояния залежи как эксплуатационного объекта приходится использовать плоские (двумерные, противопоставляемые объемным, трехмерным) горно-геометрические модели, среди которых одной из наиболее высокоинформативных нужно признать карту (числовую модель) поля плотности остаточных запасов подвижной нефти. В принципе модель поля текущей плотности остаточных (подвижных или всех) запасов нефти можно построить по тем же алгоритмам, которыми пользуются при построении модели поля плотности начальных запасов, работая с фактическими данными об абсолютных отметках ограничивающих залежь поверхностей, эффективных толщинах, коэффициентах пористости, нефтенасыщенности и значениях других параметров, характеризующих текущие, а не начальные состояния конкретных скважин, но на большинстве эксплуатационных объектов система мониторинга не столь совершенна, чтобы она могла обеспечить нас всей информацией,

необходимой для получения высококачественных горно-геометрических моделей текущих состояний залежей с помощью тех же методик геометризации, которые применяются при моделировании начальных состояний. Кроме того, равновесия, сложившиеся в еще не затронутом разработкой продуктивном пласте, в ходе разработки нарушаются, что ведет к существенным усложнениям структур подлежащих геометризации геолого-физических полей (пример – перемещения и «деформации» поверхности волонептяного контакта) и в ряде случаев делает плотность имеющейся сетки скважин недостаточной для получения всех сведений, нужных для выхода на адекватные действительности плоские горно-геометрические модели этих слишком усложнившихся полей с помощью «стандартных» методик геометризации еще не разрабатывавшихся залежей.

Поэтому для горно-геометрического моделирования текущих состояний нефтяных залежей – эксплуатационных объектов, необходимо создавать специальные методики и алгоритмы. Самые совершенные из этих методик и алгоритмов, конечно, должны бы опираться на своего рода слияние горно-геометрического моделирования продуктивных пластов с гидродинамическим моделированием процессов их разработки и функционирования скважин. Но можно попытаться решить ту же задачу, не прибегая к гидродинамическому моделированию (требующему использования очень больших массивов исходных данных), т.е. в рамках «чистого» горно-геометрического моделирования эксплуатационных объектов, что и явилось целью исследований, алгоритмических и программных разработок, результаты которых освещаются в настоящей публикации.

Предположим, что в нашем распоряжении есть модель поля начальной плотности подвижных запасов нефти (НППЗН). Построим модель поля значений некоторого множителя M , по определению отвечающего отношению текущей плотности остаточных подвижных запасов нефти (ТПОПЗН) к НППЗН, и с учетом равенства

$$\text{ТПОПЗН} = M \cdot \text{НППЗН} \quad (1)$$

пересчитаем модель поля НППЗН в интересующую нас модель поля ТПОПЗН. Понятно, что теперь проблема свелась к построению поля значений множителя M . Аппроксимируем зависимость между текущей обводненностью продукции добывающих скважин W и значением множителя M выражением

$$M = \left(\frac{1 - WO - W}{1 - WO} \right)^\alpha, \quad (2)$$

где WO – средняя объемная обводненность продукции первых по времени освоения добывающих скважин в моменты ввода их в эксплуатацию; α – неотрицательное число, подбираемое таким образом, чтобы определенная по модели поля ТПОПЗН оценка остаточных подвижных запасов нефти равнялась

разности между величиной начальных подвижных запасов нефти (рассчитывается путем интегрирования модели поля НПЗН) и достигнутой к рассматриваемому моменту времени накопленной добычей нефти (в целом по залежи).

Легко понять, что α можно рассматривать в качестве меры эффективности процесса нефтевытеснения: $\alpha=1$ отвечает ситуации, когда обводненность продукции растет строго пропорционально снижению остаточных подвижных запасов нефти; $\alpha < 1$ – нежелательному явлению роста обводненности продукции, опережающему уменьшению запасов; $\alpha > 1$ – «хорошо организованному» нефтевытеснению, позволяющему иметь обводненность продукции, рост которой отстает от уменьшения остаточных подвижных запасов.

Формула (2) непосредственно определяет, как обеспечить при построении модели поля ТПОПЗН учет данных по текущей обводненности продукции добывающих скважин. Если ограничиться только этим фактором, то все нагнетательные скважины для нас окажутся как бы равноценными (во всех $W=1$) и не будет учтено, что они различаются по своему влиянию на поле значений показателя M из-за присущих им различий по накопленным закачкам: скважина с большой накопленной закачкой, естественно, повысит обводненность продуктивного пласта в более обширной области, чем скважина с малой накопленной закачкой. Чтобы учесть это обстоятельство, обратимся к процедуре экстраинтерполяции, базирующейся на расчете экстраинтерполяционных оценок с использованием взвешивания данных по точкам с известными значениями M (однозначно связанными со значениями W) не только по расстояниям, отделяющим эти точки от точки, для которой рассчитывается оценка, но и по значениям параметра «накопленная закачка», которыми характеризуются точки с известными значениями M . Данные по точке с известным значением M при их экстраинтерполяции в точку поля, удаленную от нее на расстояние l , будем учитывать с весом

$$g = \gamma \left(\frac{1}{l^2} + \frac{\beta \cdot S}{l^2} \right), \quad (3)$$

где S – накопленная закачка, которой характеризуется точка с известным значением M ; β – нормирующий множитель, значение которого для нагнетательных скважин (действующих или ранее действовавших) подбирается так, чтобы суммы первого и второго слагаемых, фигурирующих в выражении (3), определенные применительно к точке, для которой рассчитывается M , и всему множеству точек с известными значениями M , оказались одинаковыми; γ – второй нормирующий множитель, значение которого рассчитывается из условия

$$\sum \gamma \left(\frac{1}{l^2} + \frac{\beta \cdot S}{l^2} \right) = 1, \quad (4)$$

где суммирование распространяется на все точки с известными значениями M .

Таким образом, алгоритм моделирования поля текущей плотности остаточных подвижных запасов нефти будет иметь следующий вид. Пользуясь процедурами геометризации поля начальной плотности запасов нефти (подвижных и неподвижных, взятых вместе), которым вместо данных о коэффициенте нефтенасыщения пор предъявлены данные о производстве этого коэффициента на коэффициент нефтевытеснения, выходим на модель поля НППЗН. Далее обращаемся к программе, для которой модель поля НППЗН является лишь промежуточным результатом, в то время как ее конечный результат — модель поля ТПОПЗН, что обеспечивается наличием в этой программе блоков, один из которых по данным о местоположениях скважин, обводненностях их продукции и характеризующих их накопленных закачках, работая под заданные пользователем значения меры качества вытеснения (α) и средней начальной объемной обводненности первых по времени освоения добывающих скважин (WO), рассчитывает модель поля значений множителя M , а второй, опираясь на соотношение (1), пересчитывает модель поля НППЗН в интересующую нас модель поля ТПОПЗН. Поскольку значение α (в отличие от значения WO) задается пользователем соответствующей программы на основе свободного выбора, для получения «правильной» результирующей модели поля ТПОПЗН приходится обращаться к программе несколько раз, варьируя значения α до тех пор, пока разность между начальной величиной подвижных запасов нефти и текущей (соответствующей заданному значению α) оценкой остаточных подвижных запасов, то есть между интегралами по полям НППЗН и ТПОПЗН, не сравняется с фактическим значением накопленной добычи нефти.

Для решения задачи расчета числовой горно-геометрической модели поля текущей плотности остаточных подвижных запасов нефти нами разработаны программы «Подготовка данных для геометризации и подсчета подвижных запасов нефтяных и газонефтяных залежей» (GHALEB) и «Геометризация нефтяных и газонефтяных залежей, подсчет начальных запасов газа, подвижных запасов нефти — начальных и остаточных» (GHALIS). Первая из программ подготавливает файл исходных данных для второй, непосредственно решающей задачи геометризации (с построением соответствующих карт) и подсчета запасов под заданные значения параметров WO и α . Программы GHALEB и GHALIS создавались путем соответствующей трансформации программ комплекса MARK, детально описанного в работе Ю.В. Шурубора*, в порядке решения поставленной в упомянутой работе задачи дополнения комплекса MARK средствами моделирования не только начальных, но и текущих состояний нефтяных залежей — эксплуатационных объектов. Поэтому GHALEB и GHALIS используют те же экстраинтерполяционные алгоритмы численной геометрии недр, на которые опираются ранее разработанные

* Шурубор Ю.В. Горно-геометрическое моделирование и подсчет запасов нефтяных и газовых залежей с помощью персональных компьютеров (программный комплекс MARK) // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1995. №8. С. 9–14.

программы комплекса MARK.

Анализ результатов, полученных программой GHALIS при геометризации полей ТПОПЗН, отвечающих различным нефтяным залежам Пермского Прикамья, показал, что строящиеся программой GHALIS горно-геометрические модели достаточно адекватны действительности и могут быть использованы при обосновании многих решений по регулированию разработки конкретных залежей. Особенно полезны такие модели в качестве средства прогнозирования обводненности продукции проектируемых дополнительных добывающих скважин.

Получено 15.07.03

УДК 551.734

В.Н. Косков, Б.В. Косков, Г.В. Макаловский, Д.В. Пронин

ПермНИПИнефть

К ОЦЕНКЕ ДОСТОВЕРНОСТИ И ДОСТАТОЧНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОМЫСЛОВЫХ ЗАМЕРОВ, ПРОВОДИМЫХ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО ПРИКАМЬЯ

На основе большого количества данных обосновывается необходимость оценки и контроля за геолого-динамическими исследованиями в скважине.

На территории Пермской области разрабатывается более сотни месторождений, нефтяные залежи которых в основном приурочены к карбонатным отложениям верейского, башкирского и турнейского возраста и к терригенным отложениям тульского и бобриковского горизонтов. Достоверная оценка текущего состояния разрабатываемых залежей в значительной степени зависит от качества проводимых в скважинах текущих промысловых замеров динамических $H_{\text{дин}}$ и статических $H_{\text{ст}}$ уровней (с последующим определением по ним забойных и пластовых давлений), прямых замеров пластового и забойного давления и от качества гидродинамических исследований (ГДИ) при регистрации кривых восстановления уровня (КВУ) и давления (КВД), а также индикаторных диаграмм (ИД).