

- использовать данные во второй половине последней декады для расчета расстояния до границы с постоянным давлением;

б) давление не остается постоянным в течение второй половины последней декады:

- если обнаружена граница другого типа, использовать расстояние до нее в качестве начального приближения для расстояния до границы с постоянным давлением;

- если не обнаружена граница другого типа, использовать радиус исследования на момент окончания ГДИС как начальное приближение для расстояния до границы с постоянным давлением.

Для ГДИС методом восстановления давления вышеописанная процедура подходит для определения режимов влияния скважины и течения в бесконечном пласте. Исключением является распознавание режимов фильтрации при достижении ГДИС границы пласта. В момент времени, когда производная функции давления начнет уменьшаться либо в момент окончания ГДИС в качестве начального приближения для расстояний до непроницаемой границы, границы разлома и границы с постоянным давлением берется радиус исследования.

Библиографические ссылки

1. Харин А. Ю., Харина С. Б. Гидродинамические методы исследования нефтяных скважин : учеб. пособие. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2004. – 108 с.
2. Кременецкий М. И., Ипатов А. И., Гуляев Д. Н. Оценки продуктивных свойств пласта и скважины по гидродинамическим исследованиям : учеб. пособие. – М. : РГУ нефти и газа, 2003. – 85 с.
3. Athichanagorn, S. Using Artificial Neural Network And Sequential Predictive Probability Method To Mechanize Interpretation Of Well Test Data: M. S. Thesis. – Stanford University, 1995. – 67 p. – URL: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/pereports/MS/Athichanagorn95.pdf> (дата обращения: 26.11.2012).
4. Al-Kaabi, A. U., Lee, W. J. Title Using Artificial Neural Networks To Identify the Well Test Interpretation Model // SPE Formation Evaluation. – 1993. – Vol. 8, Nr 3. – Pp. 233–240.
5. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. – М. : Вильямс, 2006. – 1104 с.
6. Horne, R. N. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. – 4th printing. – Palo Alto, California, USA : Petroway, Inc, 1990.

I. M. Grygoryev, Post-graduate, Kalashnikov Izhevsk State Technical University

Identification of oil layer filtering modes by artificial neural networks

This paper discusses the implementation of the approach based on artificial neural networks to determine the parameters of the filtering mode applying the well test data. The typical characteristics of different filtering modes observed in the diagram of the pressure derivative function are also investigated.

Keywords: neural network, ANN, filtering mode, well testing

Получено: 21.11.12

УДК 004.94+550.832+519.688

М. А. Сенилов, доктор технических наук, профессор
Ижевский государственный технический университет имени М. Т. Калашникова

ПОСТРОЕНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Рассматривается геологическое моделирование нефтегазовых месторождений для создания цифровой геологической модели. Построена трехмерная модель описания структуры месторождения для моделирования пространственного распределения типов пород и петрофизических параметров. Отображены результаты расчетов распределения литологии, пористости и нефтенасыщенности в разрезе месторождения.

Ключевые слова: геологическая модель, компьютерное моделирование, нефтегазовое месторождение, литологическая модель, нефтенасыщенность

Геологическое моделирование является основой для цифрового фильтрационного моделирования и совершенствования разработки месторождения [1]. Качественная и детальная геологическая модель повышает надежность и адекватность расчетов и существенно упрощает адаптацию фильтрационной модели к истории разработки месторождения.

Цифровые геологические модели исследуемых примеров месторождений отстроены на программном продукте IRAP RMS [2] в виде трехмерной детерминированной геологической модели, представляющей собой объемное поле в координатах X, Y, Z, каждая ячейка которого характеризуется значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

В процессе построения цифровой геологической модели данного месторождения автор придерживался методики создания постоянно действующих геолого-технологических моделей (ПДГТМ), предложенной ЦКР, в соответствии с РД 153-39-047-00.

Построение геологической модели месторождения проводилось на базе сейсмической, промыслово-геофизической и петрофизической информации.

В качестве основных исходных данных были использованы:

- результаты обработки и интерпретации полевых сейсморазведочных материалов;
- условные координаты пластопересечений;
- корреляция разрезов скважин;
- результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС);
- геолого-промысловые данные;
- петрофизические зависимости.

Для описания структуры месторождения использовалась трехмерная модель, состоящая из набора поверхностей структур. На основании согласованной структурной модели строилась дискретная трехмерная сетка, на которой моделировались пространственное распределение типов пород и петрофизические параметры.

Обоснование объемных сеток параметров модели

Выбор объемной сетки производился поэтапно.

1. Выбор шага горизонтальной сетки.

Размер ячеек горизонтальной проекции сетки определялся средним расстоянием между скважинами и рекомендацией РД по созданию ПДГТМ.

2. Выбор шага вертикальной сетки.

Размер ячейки по вертикали выбирался при условии, что каждый элементарный геологический слой должен быть представлен как минимум одной ячейкой.

Трехмерная сетка моделировалась с учетом коллекторов и непроницаемых перемычек с использованием нерегулярных ячеек.

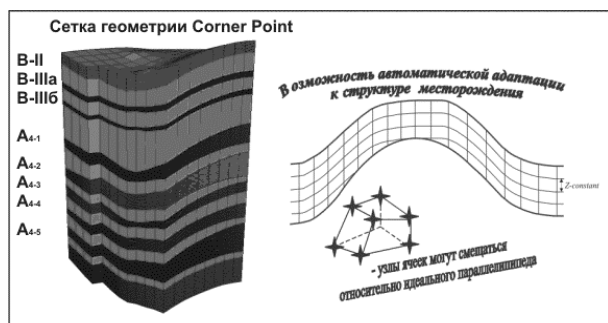


Рис. 1. Геометрия сетки

При моделировании пластов использовалась трехмерная дискретная сетка геометрии угловой точки (Corner Point) с равной мощностью ячеек по оси Z [3]. Такой тип сетки позволяет максимально точно описать геометрию залежи и учесть такие особенности геологического строения месторождения, как литологическое замещение пород.

Полученная объемная сетка позволяет подробно распределить фильтрационно-емкостные свойства и насыщение флюидом (рис. 1).

Построение структурной модели

Для построения структурной модели месторождения были использованы следующие исходные данные:

- координаты скважин;
- банк геолого-геофизических данных по каждой скважине;
- абсолютные отметки залегания кровли и подошвы коллектора пластов, отметки и толщины продуктивных пластов, полученные при интерпретации материалов ГИС.

Основной задачей данного этапа является построение структурного каркаса сеточной модели. Создание сеточной модели месторождения проводилось в пределах поверхностей кровли и подошвы коллекторов, которые, в свою очередь, являются поверхностями кровли и подошвы геологических пластов.

Структурные построения проведены по кровле и подошве эффективной части каждого пласта.

Оптимальным алгоритмом интерполяции был выбран Mask Method, применение которого является допустимым как в случае имеющегося небольшого количества точек (неразбуренные части месторождений), так и в случае достаточности значений. Данный алгоритм применяется для картирования поверхностей с использованием регулярных сеток на основе аппроксимирования разрозненных данных различных типов. Использование алгоритма дает хорошие результаты при неравномерном (кластерном) распределении исходных данных. Алгоритм работает в два этапа и включает в себя локальную и глобальную интерполяцию.

В трехмерном моделировании объем между кровлей и подошвой пласта описывался детальной трехмерной сеткой. Выбор сетки весьма важен. При моделировании использовалась трехмерная дискретная сетка геометрии угловой точки (Corner Point) с равным количеством ячеек по Z. Такой тип сетки позволяет оптимально точно описать геометрию залежи и учесть такие особенности геологического строения, как литологическое замещение пород.

Поверхности водонефтяных контактов приняты горизонтальными по данным ГИС и результатам испытаний скважин.

Для использования технологий трехмерной интерполяции параметров в межскважинном пространстве скважинные данные (кривые различных методов ГИС и результаты их обработки) были перенесены на ячейки дискретной сетки.

Каждому блоку сетки, через который прошли скважины, присваивался определенный тип пород, фильтрационно-емкостные свойства и значение коэффициента нефтенасыщенности.

На данном этапе также были отстроены, кроме поверхностей, кровли и подошвы пластов поверхности ВНК.

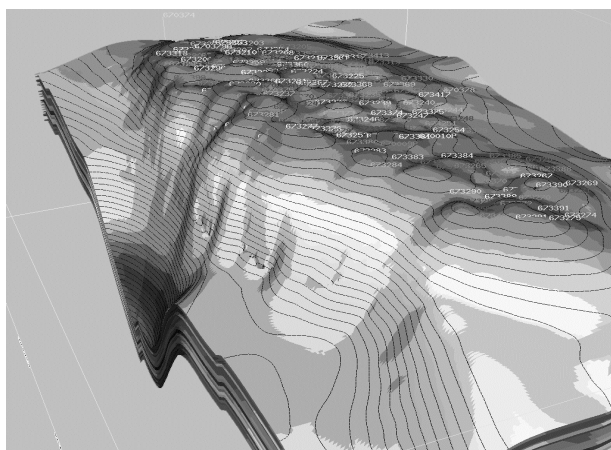


Рис. 2. Структурная модель месторождения

Линии пересечения поверхностей кровли и подошвы коллекторов с поверхностями ВНК использовались при построении карт нефтенасыщенных толщин (получены линии внутренних и внешних контуров нефтеносности).

Пример структурной модели представлен на рис. 2. Для структурных построений использовались отметки пластопересечений вертикальных и субвертикальных скважин.

Построение литологической модели и распределение ФЕС

Литологическая модель и модель распространения свойств построены с применением 3D-интерполяции с помощью программного средства IRAP RMS компании Roxar.

Пласты немного отличаются друг от друга по фильтрационно-емкостным свойствам и насыщающим их флюидам, поэтому на данном этапе моделирование проводилось отдельно для каждого пласта.

Существуют два подхода, позволяющих моделировать пространственное распределение пород и их свойств: детерминистский и стохастический. Различаются они объемами используемой исходной информации и алгоритмами моделирования.

В отличие от детерминированного подхода стохастический метод позволяет получать не один вариант трехмерного распределения коллекторов и их свойств, а требуемое число его реализаций, возможных при имеющихся фактических данных и заданной модели.

Для использования технологий трехмерной интерполяции параметров в межскважинном пространстве скважинные данные были перенесены на ячейки дискретной сетки. Под скважинной информацией подразумеваются кривые различных методов ГИС и результаты их обработки. Каждому блоку сетки, через который прошли скважины, присваивался определенный тип пород, фильтрационно-емкостные свойства и значение коэффициента нефтенасыщенности.

Литологическое моделирование заключается в выделении различных типов пород, составляющих геологические объекты, и пространственном распределении пород-коллекторов, т. е. пространственной

литологической интерпретации на основании комплекса геофизических методов и их граничных значений для различных типов пород [4].

Моделирование литологии проводилось разбивкой на лототипы «коллектор – неколлектор», при этом использовался детерминистский подход пространственного распределения пород.

Для этого проводилась трехмерная интерполяция дискретного параметра литологии, подготовленного в виде скважинных данных, с последующей передискретизацией полученного трехмерного распределения литологии по значениям больше 0,5 (см. примеры на рис. 3–6). Каждой ячейке дискретной сетки присваивалось значение: 1 – коллектор, 0 – неколлектор.

Учитывая значительные расстояния между скважинами в зонах низкой разбуренности и существующую геологическую неоднородность пластов-коллекторов, указанное распределение является в значительной мере условным.

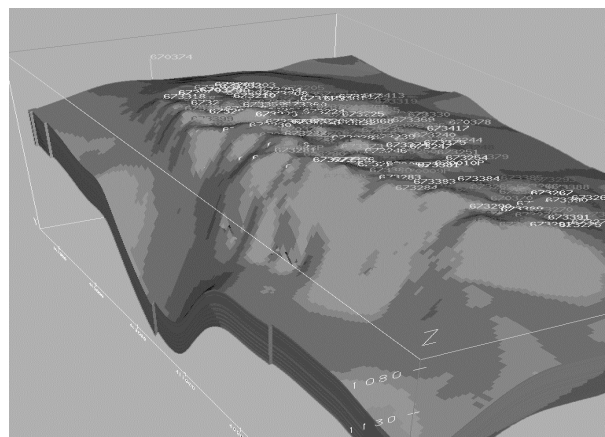


Рис. 3. 3D-распределение литологии месторождения

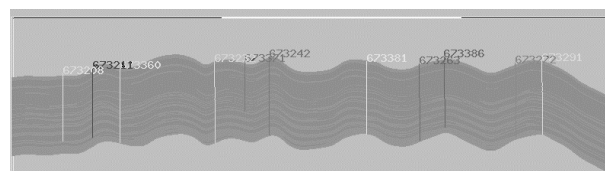


Рис. 4. 3D-распределение литологии в разрезе месторождения

Моделирование параметров ФЕС осуществлялось только в пределах коллекторов.

Пространственное распределение литологических типов пород и петрофизических параметров проведено с помощью трехмерной интерполяции (эллипсоид интерполяции) и трендов.

Моделирование проводилось на трехмерной сетке строения, которая основана на геологической и геофизической информации о структуре месторождения. Для этого были созданы зоны (объем между двумя поверхностями) для каждого выделенного пласта, и так как пласты разбиты непроницаемой переменной, моделирование выполняется внутри зон.

На границах зон выклинивания и замещения значения эффективной толщины устанавливались равной 0 м.

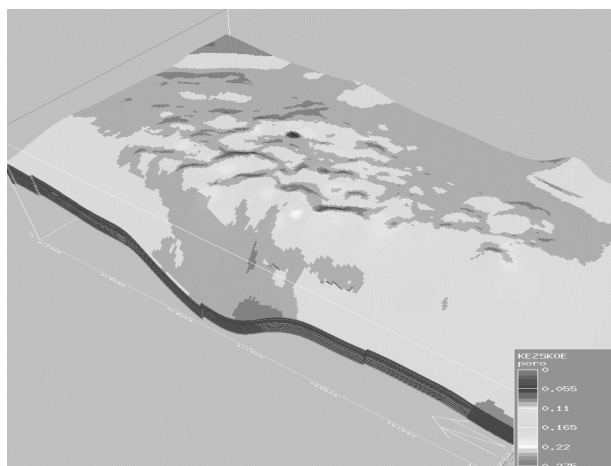


Рис. 5. 3D-распределение пористости месторождения

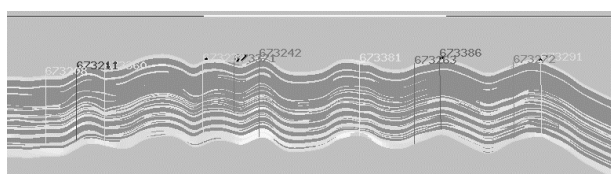


Рис. 6. 3D-распределение пористости в разрезе месторождения

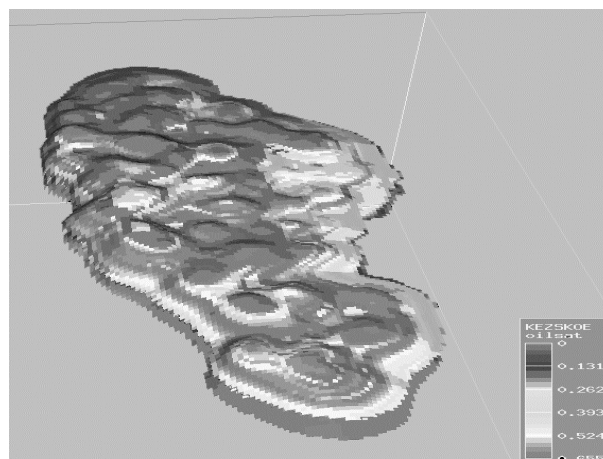


Рис. 7. 3D-распределение нефтенасыщенности

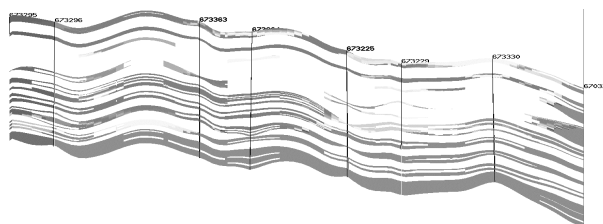


Рис. 8. 3D-распределение нефтенасыщенности в разрезе месторождения

Построение модели насыщения пласта флюидами

Нефтенасыщенность моделировалась с учетом линий и плоскости ВНК. Граничное значение нефтенасыщенности на плоскости ВНК установлено равным 50 %. При расчете нефтенасыщенности в межскважинном пространстве использовался метод Inverse Distance с использованием тренда коэффициента нефтенасыщенности с расстоянием от уровня ВНК. Пример полученного распределения нефтенасыщенности представлен на рис. 7 и 8.

Выводы

В целом, в техническом отношении качество геофизического материала позволяет использовать его для трехмерного геологического моделирования. Детальность масштабов регистрации, скорость записи соответствуют требованиям, предъявляемым к исходным данным для количественной обработки и интерпретации. Комплекс промыслово-геофизических исследований позволил решить следующие геолого-промысловые задачи: провести детальное литологическое расчленение разреза скважин, выделить пласты-коллекторы, оценить их эффективную

толщину; определить значения пористости и нефтенасыщенности коллекторов в каждом пластовом сечении; определить характер насыщения пластов-коллекторов.

При моделировании пластов использовалась трехмерная дискретная сетка геометрии угловой точки (Corner Point) с равной мощностью ячеек по Z. Такой тип сетки позволяет максимально точно описать геометрию залежи и учесть такие особенности геологического строения месторождения, как литологическое замещение пород.

Библиографические ссылки

1. Чекалин Л. М., Мельников И. Г., Кожевников С. В. Геолого-технические исследования как составная часть компьютеризированной технологии поисково-разведочных работ // НТВ «Каротажник». — Тверь : АИС, 2000. — Вып. 71. — С. 51–58.
2. MORE Users Guide, ROXAR, 1999.
3. Corner-Point Grid / L. M. Surhone, M. T. Timplendon, S. F. Marseken. — Betascript Publishing, 2011. — 84 p.
4. Литологическая интерпретация геофизических материалов при поисках нефти и газа / В. А. Бабадаглы, Т. С. Изотова, И. В. Карпенко и др. — М. : Недра, 1988. — 256 с.

M. A. Senilov, DSc in Engineering, Professor, Kalashnikov Izhevsk State Technical University

Three-dimensional geological field model

The paper considers the geologic modeling of oil and gas fields in order to create a digital geological model. Three-dimensional model describing the field structure is developed, which allows modeling the spatial distribution of rock types and petrophysical parameters. Calculation results for distribution of lithology, porosity and oil saturation in the field section are presented.

Keywords: geological model, computer simulation, oil and gas field, depositional model, oil saturation

Получено: 21.11.12