



УДК 622

ПРИМЕНЕНИЕ МАРКОВСКИХ МОДЕЛЕЙ К АНАЛИЗУ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОЦЕНКЕ ДЕБИТОВ СКВАЖИН

APPLICATION OF MARKOV MODELS TO THE ANALYSIS OF DEVELOPMENT OIL AND GAS FIELDS AND ASSESSMENT OF OUTPUTS OF WELLS

Захарченко Евгения Ивановна

кандидат технических наук,
заведующая кафедрой
геофизических методов поисков и разведки,
Кубанский государственный университет
evgenia-zax@yandex.ru

Захарченко Юлия Ивановна

старший преподаватель кафедры
геофизических методов поисков и разведки,
Кубанский государственный университет
evgenia-zax@yandex.ru

Аннотация. Приводится методика построения оценки переходных вероятностей, когда вместо информации о «траектории» движения отдельной скважины имеются данные по агрегированным группам скважин в виде относительных частот состояний. В основу методики положена теория марковских процессов. Рассмотренная методика позволяет определить суммарный объем добычи за весь период эксплуатации залежи, прогнозировать состояние фонда скважин и объем добычи на любой промежуток времени до полного истощения месторождения.

Ключевые слова: вероятностные методы, Марковские модели, переходные вероятности, относительные частоты состояний, финальные вероятности.

Zakharchenko Evgenia Ivanovna

Candidate of Technical Sciences,
manager of department
of geophysical methods of search
and investigation,
Kuban State University
evgenia-zax@yandex.ru

Zakharchenko Yulia Ivanovna

Senior teacher of department
of geophysical methods of search
and investigation,
Kuban State University
evgenia-zax@yandex.ru

Annotation. The technique of creation of assessment of transitional probabilities when instead of information on «trajectory» of the movement of the certain well there are data on the aggregated groups of wells in the form of relative frequencies of states is given. The theory of Markov processes is the basis for a technique. The considered technique allows to determine the total volume of production for the entire period of operation of a deposit, to predict a condition of a well stock and volume of production on any period to a field starvation.

Keywords: probabilistic methods, Markov models, transitional probabilities, relative frequencies of states, final probabilities.

Известно, что основные проектные решения при разработке нефтегазовых месторождений принимаются в условиях крайне ограниченной информации, а наиболее полная информация о месторождении появляется только к концу разработки. Поэтому разработчики непрерывно строят модели месторождения, а в последние 10 лет появились программные средства и интегрированные системы интерпретации ГИС, позволяющие реализовать постоянно действующие модели (ГДМ) нефтегазовых месторождений.

Применяемый математический аппарат гидрогазодинамики и геостатистики разработан для фильтрационных течений грунтовых вод и рудной геологии, где пространственные поля признаков практически не изменяются за весь период разработки. В нефтегазовом же деле имеют место пространственно временные поля, подвергающиеся мощным локальным возмущениям (ОПЗ, ГРП, закачка воды в пласт, ТГХМ и др.). Поэтому точность и достоверность математической модели пласта во многом определяется качеством исходной информации, интуицией и опытом разработчика. Вместе с тем, эти модели, построенные по информации в локальных точках – скважинах, играют первостепенную роль при определении количества извлекаемых запасов в залежи и их распределении по простиранию.

В этой связи интерес представляет и агрегированный подход к модели «продуктивный пласт – скважины», как к единой взаимосвязанной гидродинамической системе. Любые возмущающие воздействия на продуктивный пласт оказывают влияние в большей или меньшей степени на всю систему в целом. Масштабы этих возмущений условно можно разбить на микро, мезо и макровоздействия. Характерные размеры первого типа от 1 м до 10 м, второго типа от 10 м до 1–2 км, а третьего – 2–10 км. Так как в нефтепромысловой практике не проводят непрерывных замеров дебитов и устьевых давлений на всех скважинах, то для процессов разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений



интерес, в первую очередь, представляют мезо и макромасштабные воздействия, а отправным пунктом для анализа разработки должны являться агрегированные данные по основным показателям и движению фонда скважин. Кроме того, необходимо разработать решающие правила, позволяющие установить эффект от конкретного метода воздействий, выделив его на фоне остальных операций.

Теория марковских процессов [1, 2] позволяет строить оценки переходных вероятностей, когда вместо информации о «траектории» движения отдельной скважины имеются данные по агрегированным группам скважин в виде относительных частот состояний (где под состоянием может пониматься дебит скважины, способ эксплуатации, метод воздействия и др. в каждый момент времени).

Если под состоянием системы i понимать число скважин X_i , дающих дебит в диапазоне $q_{1i}-q_{2i}$, то все скважины можно разбить на 3–5 классов в зависимости от дебита. Тогда уменьшение или увеличения дебитов скважин будет означать переход скважины из одного класса в другой. Так как переходы скважин под действием возмущений происходят непрерывно, то всегда можно определить X_i , а следовательно, найти, сколько скважин переходит из одного класса в другой и переходную вероятность P_{ij} из класса i в класс j . При этом не важно, какая конкретно скважина перешла в другой класс.

Такая процедура по трём группам скважин Южно-Балыкского месторождения (пласт БС₁₀) позволила построить матрицу переходных вероятностей по проценту обводненности (I группа – 20–30 %, II группа – 30–40 %, III группа – более 40 %). По данной матрице были рассчитаны финальные вероятности обводнения скважин на следующий квартал. Результаты расчетов позволили установить, что применяемые композиции биополимеров для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин весьма эффективны, так как финальная вероятность появления скважин с обводненностью более 40 % оказалась значительно ниже исходной в матрице переходных вероятностей.

Имея аналогичные матрицы переходных вероятностей дебитов всего фонда скважин можно прогнозировать состояние фонда и объем добычи на любой промежуток времени до полного истощения месторождения.

Ошибки же в определении запасов месторождений нефти и газа связаны с неполнотой и неточностью геолого-физической информации при проектировании разработки. По мере эксплуатации месторождения показатели разработки и геолого-гидродинамическая обстановка уточняется и запасы периодически пересчитываются. Попытки делать прогноз извлекаемых запасов по статическим данным изменения дебитов скважин и накопленной добычи за определенный период особого успеха не принесли. Работы Дж. Арпса, Э.Б. Мураховского, В.Д. Лысенко, И.Г. Пермькова, Р.И. Медведского, Г.С. Камбарова и др. при всей их привлекательности дают определенные ошибки в прогнозах. В зависимости от длины предистории (числа точек) прогнозы, получаемые данными методами, отличаются на порядок.

Очевидно, что случайные геолого-физические свойства полей продуктивных пластов по простиранию и глубине практически опровергают возможность детерминированных прогнозов извлекаемых запасов даже с применением моделей 3D. Здесь успех зависит от количества информации, её точности и интуиции разработчика. В этой связи и прогнозы по статическим данным и моделям 3D должны быть только вероятностными.

Не останавливаясь на вопросах обоснования Марковской модели зависимости дебитов группы скважин за предыдущий и последующий годы, покажем какие результаты получаются при приложении теории цепей Маркова к вопросам прогнозирования дебитов и остаточных запасов [3].

Для построения матрицы переходных вероятностей использованы среднесуточные дебиты скважин, эксплуатирующие один горизонт, по месяцам за три последних года. Эта процедура аналогична построению корреляционной матрицы между двумя факторами, один из которых (столбец) дебит скважины за предыдущий месяц, а горизонтальные графы – дебиты за последующий месяц. Каждая новая строка матрицы нормировалась согласно рекомендациям [1, 2].

Ниже приводится матрица переходных вероятностей:

$\frac{j}{i}$	q_{j1}	q_{j2}	q_{j3}	q_{j4}	q_{j5}	q_{j6}	q_{j7}
q_{j1}	0,81	0,19	0	0	0	0	0
q_{j2}	0,11	0,72	0,17	0	0	0	0
q_{j3}	0	0,11	0,68	0,21	0	0	0
q_{j4}	0	0	0,06	0,86	0,08	0	0
q_{j5}	0	0	0	0,07	0,79	0,14	0
q_{j6}	0	0	0	0	0,11	0,61	0,28
q_{j7}	0	0	0	0	0	0,05	0,95



В полученной матрице P_{ij} средние в интервале дебиты q_1, q_2, \dots, q_7 соответственно равны (в т/сут): 14; 5; 3,5; 2,2; 1,4; 0,8; 0,5. Видно, что вероятности сохранения дебитов скважин на прежнем уровне (диагональные элементы) – максимальные. Однако наблюдается тенденция увеличения переходных вероятностей от высоких дебитов к низким по сравнению с вероятностью перехода к высоким дебитам. Наличие большого числа нулей свидетельствует о том, что не наблюдались случаи резкого перехода от низких дебитов к высоким и наоборот. Представляет интерес финальная вероятность, которая характеризует стационарное состояние системы по происшествию большого числа месяцев. Эта вероятность равна $\alpha_1 = 0, \alpha_2 = 0, \alpha_3 = 0, \alpha_4 = 0,1, \alpha_5 = 0,13, \alpha_6 = 0,14$ и $\alpha_7 = 0,63$.

Число шагов до достижения стационарного состояния составляет $N = 66$ месяцев, т.е. 5,5 лет. И объем добычи составит $Q = q_4\alpha_4 + q_5\alpha_5 + q_6\alpha_6 + q_7\alpha_7 = 0,1 \cdot 2,2 + 0,13 \cdot 1,4 + 0,13 \cdot 0,8 + 0,63 \cdot 0,5 = 0,97$ т/сут со всего месторождения.

Используя матрицу переходных вероятностей и финальные вероятности можно определить суммарный объем добычи за весь период эксплуатации залежи.

Литература:

1. Кемени Дж., Снелл Дж. Конечные цепи Маркова. – М.: Наука, 1970. – 235 с.
2. Ли Ц., Джавж Д., Зельнер А. Оценивание параметров марковских моделей по агрегированным временным рядам. – М.: Статистика, 1977. – 312 с.
3. Захарченко Е.И., Вартумян Г.Т., Гилаев Р.Г., Савчук Д.В. Прогнозирование геолого-физических полей в нефтегазодобыче // Научно-технический журнал Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М., 2009. – № 12, – С. 24–27.

References:

1. Kemeni J., Snell J. Final chains of Markov. – M.: Science, 1970. – 235 p.
2. Li Ts., Dzhavzh D., Zelner A. Estimation of parameters of Markov models on the aggregated temporary ranks. – M.: Statistics, 1977. – 312 p.
3. Zakharchenko E.I., Vartumyan G.T., Gilayev R.G., Savchuk D.V. Forecasting of geological and physical fields in oil and gas production//the Scientific and technical Construction of Oil and Gas Wells magazine by land and by sea. – M, 2009. – No. 12, – P. 24–27.