

**МЕТОДЫ АНАЛИЗА ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ АППАРАТА
МАТЕМАТИЧЕСКОЙ СТАТИСТИКИ И СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПРОГРАММНЫХ
ПРОДУКТОВ**
Бу Тхуй Нган²

Научные руководители В.С. Котежеков¹, профессор А.Т. Росляк²

¹ООО «СИАМ-Инжиниринг», г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Проблема анализа взаимовлияния скважин, т.е. оценки гидродинамической связи между скважинами стала одной из актуальных проблем нефтяной промышленности. Анализ проводился методами гидропрослушивания и трассерными исследованиями. В технологическом отношении эти методы имеют ряд преимуществ: возможность более обоснованно производить процедуры долгосрочного прогнозирования и установить конкретнее наличие связи между скважинами с использованием реальных данных, получить максимально полную информацию о пласте и скважин. Однако, проведение трассерных исследований и гидропрослушивания сопряжено с высокими затратами, связанными с затратами на проведения исследований и остановки скважин. Поэтому возникает необходимость в разработке альтернативного подхода, который позволяет провести анализ взаимовлияния без существенных экономических затрат. В настоящее время для анализа взаимовлияния скважин проводят два альтернативных методов, которые в настоящее время имеют наибольшее распространение в мировой практике:

Корреляционный анализ связан с поиском зависимостей между поведением двух объектов. Результатом анализа является значение рассчитанного коэффициента, указывающее на наличие или отсутствие некой зависимости. Корреляционный анализ успешно применяется в самых различных областях науки: физике, химии, экономике, психологии и др. В нефтегазовом деле данные подходы также применяются для решения различных задач. Наиболее распространенный подход связан с использованием рангового коэффициента Спирмена [2, 3] для выявления гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами. Однако в ходе выполнения работ помимо рангового коэффициента корреляции Спирмена были проанализированы ранговый коэффициент корреляции Кендалла и общий вид корреляционного отношения.

Расчет коэффициентов корреляции

Степень зависимости двух величин (параметров) Скви1 и Скви2 может быть описана на основе анализа полученного значения коэффициента Спирмена, которое в общем случае варьируется в интервале от -1 (обратная зависимость) до 1 (прямая зависимость). Нулевое значение коэффициента показывает, что параметры независимы.

Сначала для каждого значения параметра Скви1 определяются ранги. Ранги назначаются в естественном порядке возрастания значений (i=1, 2, 3 ...), т.е. наименьшему значению параметра Скви1 соответствует ранг, равный 1, наибольшему – максимальный ранг. Аналогичные действия производятся с параметром Скви2. Количество значений параметра Скви1 должно быть равным числу значений параметра Скви2. Ниже представлен пример таблицы для расчета коэффициента Спирмена:

Таблица 1

№ случая	Дебит Скви1	Приемистость Скви2	Ранги для дебита	Ранги для приемистости
1	100	500	10	10
2	95	350	9	5
3	13	200	1	1
4	46	250	2	2
5	50	290	3	3
6	58	340	4	4
7	70	400	7	7
8	75	460	8	8
9	64	470	6	9
10	60	380	5	6

Далее для каждого случая рассчитывается разность рангов d и вычисляется коэффициент Спирмена:

$$R_s = 1 - \frac{6 \cdot \sum d}{n \cdot (n-1)}, \quad (1.1)$$

где n – количество случаев.

Эта формула применима для случаев, когда в выборке не встречаются одинаковые значения одного или другого параметра. В иных случаях применяется более сложная формула, которая учитывает повторяющиеся значения со связанными рангами:

$$R_s = \frac{\frac{1}{6} \cdot n(n^2 - 1) - \sum d - T(X) - T(Y)}{\sqrt{\left(\frac{1}{6} \cdot n(n^2 - 1) - 2T(X)\right) \cdot \left(\frac{1}{6} \cdot n(n^2 - 1) - 2T(Y)\right)}}, \quad (1.2)$$

$$T(X) = \frac{1}{12} \sum_{i=1}^{M_x} (N_x^3 - N_x)$$

$$T(Y) = \frac{1}{12} \sum_1^{M_Y} (N_Y^3 - N_Y)$$

M_X, M_Y – количество групп одинаковых значений параметров объектов X и Y ;
 N_X, N_Y – количество одинаковых элементов в соответствующей группе.

Для оценки корреляционной зависимости можно также использовать другие коэффициенты: ранговый коэффициент Кендалла (1.3), а также корреляционное отношение (1.4). Заметим, что корреляционное отношение вида (1.4) не обременено никакими дополнительными допущениями относительно общего вида регрессионной зависимости [1], т.е. позволяет учитывать, в том числе, нелинейные виды зависимостей.

$$R_k = \frac{\sum P - \sum I}{\sqrt{(n(n-1)/2 - U_X) \cdot (n(n-1)/2 - U_Y)}} \quad (1.3)$$

$$U_X = \frac{1}{2} \sum_1^{M_X} (N_X^2 - N_X)$$

$$U_Y = \frac{1}{2} \sum_1^{M_Y} (N_Y^2 - N_Y)$$

P – количество проверсий,
 I – количество инверсий.

$$R_{XY}^2 = \frac{S_{y(x)}^2}{S_y^2} \quad (1.4)$$

$$S_{y(x)}^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k m_i (\bar{y}_i - \bar{y})^2$$

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k m_i \bar{y}_i \quad \bar{y}_i = \frac{1}{m_i} \sum_{j=1}^{m_i} y_{ij}$$

$$S_y^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{m_i} (y_{ij} - \bar{y})^2$$

k – число интервалов группирования;

m_i ($i=1, 2, \dots, k$) – число выборочных точек, попавших в i -й интервал группирования.

На практике существует ряд факторов, которые могут снизить эффективность расчета ранговых коэффициентов корреляции. Другими словами, несмотря на малые значения рассчитанных коэффициентов корреляции, фактическая зависимость дебита добывающей скважины от приемистости соседней нагнетательной скважины все-таки может существовать. Факторов может быть несколько:

Погрешность измеряемых параметров.

Изменение пластового давления и ФЕС пласта.

Нейросетевой анализ.

Основной технологией, используемой мною для решения задач обработки и анализа данных, распознавания изображений, классификации и прогнозирования являются искусственные нейронные сети.

Нейросети получили широкое практическое распространение за последние 25 лет. Они позволяют решать широкий круг сложных задач обработки данных, часто значительно превосходя точность других методов статистики и искусственного интеллекта, либо являясь единственно возможным методом решения отдельных задач.

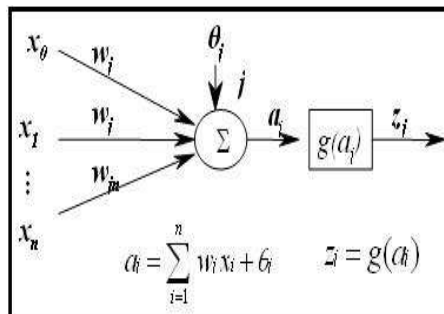


Рис.1 Общая структура нейронной сети

Возможности нейронных сетей:

- + можно различными способами комбинировать элементы нейросети (нейроны и связи между ними);
- + быстрые алгоритмы обучения нейронных сетей;
- + возможность работы при наличии большого числа неинформативных, шумовых входных сигналов;
- + возможность работы со коррелированными независимыми переменными, с разнотипной информацией (измеренной в непрерывнозначных, дискретнозначных, номинальных, булевых шкалах).

+нейронная сеть, одновременно, может решать несколько задач на едином наборе входных сигналов.
+алгоритмы обучения накладывают достаточно мало требований на структуру нейронной сети и свойства нейронов.

+нейросеть может обучиться решению задачи, которую человек-эксперт решает недостаточно точно (или для которой вообще отсутствует эксперт). Обученная сеть может быть представлена в виде явного алгоритма решения задачи, например, в виде набора правил "если ..., то ...", и изучение этого алгоритма может позволить человеку получить новые знания.

+синтезированная (обученная) нейросеть обладает устойчивостью к отказам отдельных элементов (нейронов) и линий передачи информации в ней.

Преимущества нейронных сетей перед несколькими классическими методами статистики.

+ эффективно строить нелинейные зависимости.

+ эффективнее сжимать данные за счет построения нелинейных отображений и визуализировать данные в пространстве меньшего числа нелинейных главных компонент.

Необходимость решения прямой и обратной задач обычно требует построения двух моделей. При использовании же нейронных сетей можно обойтись одной сетью, обученной решать прямую задачу (см. мою статью).

Литература

1. Айвазян С.А., Енюков И.С., Мешалкин Л.Д. Прикладная статистика. Исследование зависимостей. // Москва. Финансы и статистика. – М., 1985.
2. Belkis T. Refunjol, Larry W. Lake. Reservoir Characterization Based on Tracer Response and Rank Analysis of Production and Injection Rates. // Forth International Reservoir Characterization Technical Conference – Houston, Texas, March 2-4, 1997.ы
3. Kes J. Heffer, Richard J. Fox, Colin A. McGill, Nick C. Koutsabeloulis. Novel Techniques Show Links between Reservoir Flow Directionality, Earth Stress, Fault Structure and Geomechanical Changes in Mature Waterfloods. // SPE, 1997 - №30711-PA.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: М71 ФГУП. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
5. [Электронный ресурс] URL: <http://neuropro.ru/nyieu5.shtml>, дата обращения 24.03.2014.

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КРИВОЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ СКВАЖИН ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

К.С. Гаврилов

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Рассматривается задача определения параметров газовых и газоконденсатных пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований скважины и предлагается метод ее решения с использованием технологии адаптивной интерпретации. Приводятся примеры интерпретации кривых восстановления давления скважин газоконденсатного месторождения Тюменской области.

Введение. Особенностью кривых восстановления давления (КВД) полученных в результате заранее спланированных гидродинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений (см. рис.1) является достаточно быстрый в пределах одного часа процесс восстановления забойного давления и далее медленный рост забойного давления до пластового в пределах от 30 минут до 20 – 50 часов. Причем большая часть КВД однородно- пористого пласта представляет линейную зависимость квадрата забойного давления от логарифма времени. На способе выделения прямолинейного участка КВД с использованием при необходимости производной забойного давления основан широко используемый в нефтегазовых компаниях метод обработки результатов исследований [1]. Аналогичный метод реализован в зарубежных программах PanSystem, Saphir . Следует отметить, что недостатком традиционных методов интерпретации КВД [1-3] является их затратный характер, поскольку обработка результатов производится после завершения заранее спланированных по времени проведения исследований, что связано с простоями скважин и значительной потерей газа и газоконденсата.

В настоящее время в связи с возможностью получения информации в режиме реального времени стационарными измерительными системами требуется иная технология, позволяющая определять фильтрационные параметры и энергетическое состояние залежей в процессе гидродинамических исследований, не планируя заранее время их завершения. В данной работе на основе технологии адаптивной идентификации [4,5] рассматривается метод интерпретации КВД скважин газовых и газоконденсатных месторождений позволяющий определять параметры пластов и времени завершения исследований в процессе получения данных о забойном давлении.