

УДК 532.5+519.688

И. М. Григорьев, аспирант
Ижевский государственный технический университет имени М. Т. Калашникова

ИДЕНТИФИКАЦИЯ РЕЖИМОВ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ В ПЛАСТЕ С ПОМОЩЬЮ ИСКУССТВЕННОЙ НЕЙРОННОЙ СЕТИ

Обсуждается реализация подхода на основе искусственных нейронных сетей для определения параметров режима фильтрации с использованием данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Также исследуются типичные особенности разных режимов фильтрации, которые наблюдаются на графике производной функции давления.

Ключевые слова: нейронная сеть, ИНС, режим фильтрации, интерпретация ГДИС

Наиболее полезным графиком при анализе поведения пласта в течение ГДИС является график производной функции давления. Режимы фильтрации можно определить путем изучения формы графика производной при исследовании скважины методами понижения уровня и восстановления давления [1].

Параметры пласта вычисляются на основе данных о давлении для соответствующего режима фильтрации [2]. В табл. 1 сведены характеристики производной функции давления и самой функции изменения давления, а также дополнительные отличительные особенности разных режимов фильтрации [3]. На практике эти характеристики должны проявиться за период минимум одной декады, чтобы их можно было интерпретировать как тот или иной режим потока. Если период короче одной декады, то они, скорее всего, представляют собой либо шум, либо переходный процесс между различными режимами фильтрации.

Искусственную НС можно обучить для распознавания таких отличительных характеристик [4]. В данном исследовании НС обучена для выявления следующих 8 шаблонов:

- 1) нулевой наклон прямой;
- 2) единичный наклон прямой;
- 3) прямая с наклоном $-1/4$;
- 4) прямая с наклоном $-1/2$;
- 5) прямая с наклоном $-1/2$;
- 6) горб кривой;
- 7) провал в кривой;
- 8) спадающая кривая.

Шаблон нулевого наклона прямой характеризует режимы радиального течения в бесконечном пласте и течения с одиночным непроницающим сбросом. Шаблон единичного наклона прямой в раннее и позднее время после начала ГДИС соответствует режимам течения с влиянием ствола скважины и псевдостационарному состоянию фильтрации соответственно. Режим течения в вертикальной трещине с конечной проводимостью определяется наличием шаблона прямой с наклоном $1/4$. Шаблон прямой с наклоном $1/2$ используется для распознавания режима течения в вертикальной трещине с бесконечной проводимостью и/или линейного потока в вытянутом пласте. Несовершенная скважина (сферическое течение) характеризуется шаблоном прямой

с наклоном $-1/2$. Шаблон горба кривой используется для идентификации переходного периода между режимом влияния ствола скважины и режимом радиального течения в бесконечном пласте. Фильтрация в системе с двойной пористостью соответствует шаблону провала в кривой. Наконец, режим с постоянным давлением на границе пласта можно распознать с помощью шаблона круто спадающей кривой в конце испытания.

На рис. 1 приведено схематическое представление искусственной НС, используемой в исследовании [5]. Она состоит из 10 обрабатывающих единиц во входном слое, 6 единиц в скрытом слое и 8 единиц в выходном слое. Каждая единица в выходном слое соответствует одному из шаблонов. Поскольку длительность любого шаблона составляет не менее одной декады, то данные, применяемые для обучения НС на примере всех шаблонов, также формировались на этот период. Декада обучающих данных включает 10 точек на графике производной функции давления, равномерно распределенных в логарифмическом пространстве, так как кривая производной функции давления строится в логарифмическом масштабе. НС использовалась для проверки одной декады данных ГДИС за раз. Таким образом, перемещая «окно» шириной в одну декаду из одной точки реальных данных ГДИС в другую, можно идентифицировать шаблон для каждой из этих точек.

Обучающая выборка для всех шаблонов генерировалась случайным образом, а затем подвергалась нормализации. При формировании данных для шаблона горба кривой использовался широкий диапазон изменений скин-фактора. В модели двойной пористости с псевдостационарным межпоровым потоком при генерации данных для шаблона провала в кривой использовалось множество значений коэффициента пропускания (λ). Изменения в величине коэффициента упругоэластичности (ω) не влияли на форму провала. Он только сдвигал шаблон провала в кривой либо влево, либо вправо. Наконец, различные значения расстояния до границы в модели с постоянным давлением на границе пласта формировали данные для шаблона спадающей кривой. Данные для остальных шаблонов определялись из простых математических выражений, дающих желаемый наклон прямой. Одна сотня наборов репре-

зентативных данных для каждого шаблона выступала в роли обучающей выборки, другая сотня –

в роли тестовой. На рис. 2 и 3 показаны данные, используемые для тренировки НС.

Таблица 1. Свойства производной функции давления для разных режимов фильтрации

Режим фильтрации	Наклон кривой изменения давления	Наклон производной функции давления	Дополнительная отличительная черта
Влияние ствола скважины (WBS)	1	1	кривые изменения давления и его производной в начале ГДИС перекрываются
Вертикальная трещина с конечной проводимостью (FCVF)	1/4	1/4	после WBS кривые изменения давления и его производной в начале ГДИС сдвинуты в 4 раза
Вертикальная трещина с бесконечной проводимостью (ICVF)	1/2	1/2	после WBS и/или FCVF кривые изменения давления и его производной в начале ГДИС сдвинуты в 2 раза
Несовершенная скважина (PPEN)	выравнивание	-1/2	возникает после WBS и до IARF
Радиальное течение в бесконечном пласте (IARF)	возрастание	0	нулевой наклон производной в середине ГДИС
Система с двойной пористостью и псевдостационарным межпоровым потоком	возрастание, выравнивание, возрастание	0, горб кривой, 0	тенденция к образованию впадины в середине ГДИС; длительность больше одной декады
Система с двойной пористостью и нестационарным межпоровым потоком	рост крутизны	0, тенденция к повышению, 0	удвоение наклона в середине ГДИС
Одиночный непроводящий сброс	рост крутизны	0, тенденция к повышению, 0	удвоение наклона в конце ГДИС
Поток в вытянутом пласте	1/2	1/2	кривые изменения давления и его производной в конце ГДИС сдвинуты в 2 раза; наклон производной, равный 1/2, возникает раньше
Псевдостационарное состояние фильтрации	1 для ГДИС методом понижения уровня; 0 для ГДИС методом восстановления давления	1 для ГДИС методом понижения уровня; крутой спад для ГДИС методом восстановления давления	кривые изменения давления и его производной в конце ГДИС методом понижения уровня перекрываются; единичный наклон производной возникает намного раньше
Граница с постоянным давлением	0	крутой спад	невозможно отличить от режима псевдостационарного состояния фильтрации при ГДИС методом восстановления давления

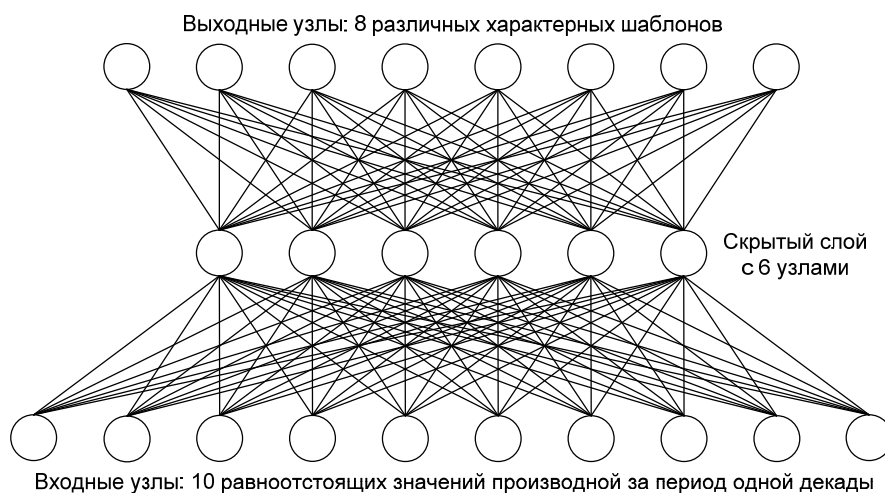


Рис. 1. Схематическое представление искусственной НС, применяемой для идентификации режимов фильтрации

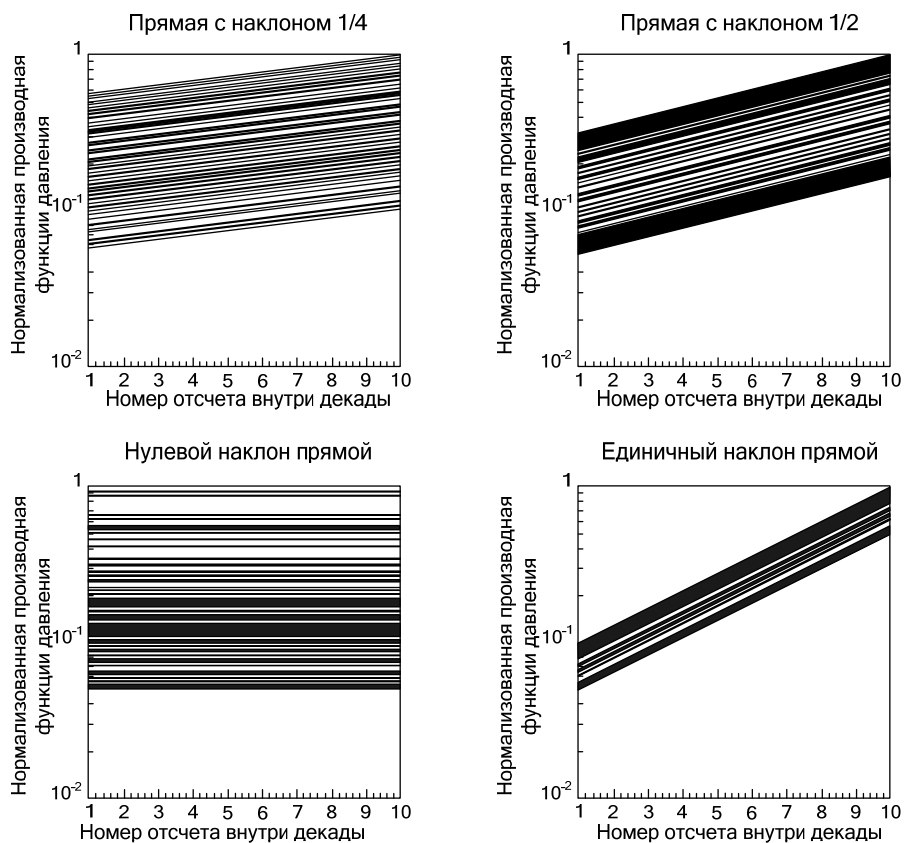


Рис. 2. Данные, используемые при обучении НС

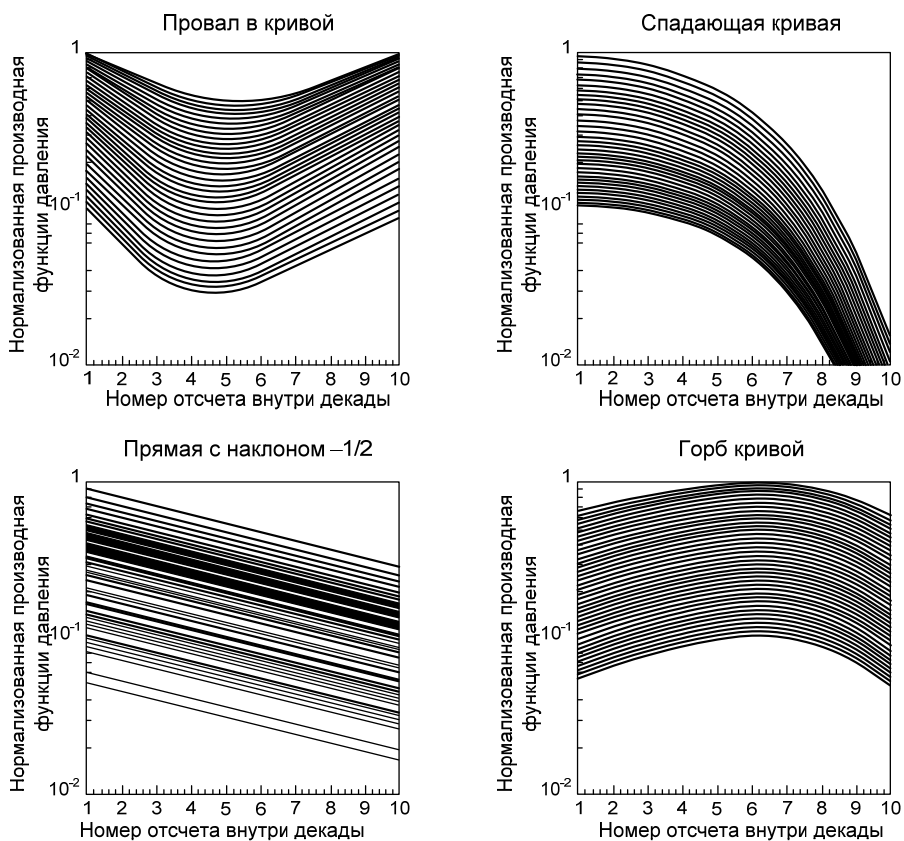


Рис. 3. Данные, используемые при обучении НС

Одним из ключевых параметров в обучении НС является число обрабатываемых единиц в скрытом слое, которое зависит от сложности решаемой задачи. В нашей НС имелось 10 входных узлов (10 значений производной) и 8 выходных узлов (8 характерных шаблонов). Используя различное число узлов в скрытом слое, было установлено, что НС с 6 скрытыми обрабатываемыми единицами дает наиболее точные результаты обработки реальных и модельных данных ГДИС. Эксперименты показали, что НС со слишком большим числом скрытых единиц может чересчур обобщать восприятие обучающих примеров из-за высокой степени свободы (большого числа весов). НС с числом скрытых узлов, большим 6, смогла правильно идентифицировать обучающую и тестовые выборки в 98 % случаев, однако она также давала промежуточные или весьма большие активационные уровни на выходе для других (неверных) шаблонов. С другой стороны, обучение НС с очень малым количеством скрытых узлов иногда просто не сходилось, а если даже и сходилось, то точность прогнозов была низкой.

Обучение НС обычно требует значительных затрат на компьютерную память и время CPU. Уровень потребления связан с объемом обучающей и тестовой выборки, количеством обрабатываемых единиц (первый, скрытый и выходной слои) и сложностью решаемой задачи. Идентификация 8 различных шаблонов при 10 значениях на входе – сравнительно несложная задача. В данной работе число итераций при обучении лежало в диапазоне от 2 000 до 30 000. Обучение прекращалось, когда не было заметного улучшения в результатах через большое число итераций (3 000 и больше). Сеть затем проверялась на тестовых данных. Из множества обученных сетей только некоторые из них оказались подходящими. Однако даже такие успешные обученные НС все еще были несовершенны. Некоторые сети были иногда неспособны идентифицировать определенный шаблон или шаблоны. Оценку точности НС в предсказании режима фильтрации нужно осуществлять с большой осторожностью.

Таблица 2. Модели-кандидаты нефтяного пласта

Номер модели	Модель пласта	Параметры
1	Радиальное течение в бесконечном пласте	k, S, C
2	Граница с непроницающим сбросом	k, S, C, r_e
3	Непроницаемая внешняя граница	k, S, C, r_e
4	Внешняя граница с постоянным давлением	k, S, C, r_e
5	Система с двойной пористостью и псевдостационарным межпоровым потоком	k, S, C, ω, λ
6	Система с двойной пористостью, псевдостационарным межпоровым потоком и непроницающим сбросом	$k, S, C, \omega, \lambda, r_e$
7	Система с двойной пористостью, псевдостационарным межпоровым потоком и непроницаемой внешней границей	$k, S, C, \omega, \lambda, r_e$
8	Система с двойной пористостью, псевдостационарным межпоровым потоком и внешней границей с постоянным давлением	$k, S, C, \omega, \lambda, r_e$

Несмотря на то, что НС обучалась для распознавания всех 8 шаблонов, наибольший интерес представляют шаблоны нулевого наклона прямой, единичного наклона прямой, горба кривой, провала в кривой и спадающей кривой. Сумев распознать упомянутые пять шаблонов, можно будет идентифицировать режим фильтрации во всех 8 моделях пласта (табл. 2) и получить начальные оценки параметров пласта. Далее описываются типичные участки кривой производной функции давления для каждой модели коллектора в хронологическом порядке.

1. Радиальное течение в бесконечном пласте: единичный наклон, горб, нулевой наклон.

2. Граница с непроницающим сбросом: единичный наклон, горб, нулевой наклон, переходный период, второй нулевой наклон.

3. Непроницаемая внешняя граница: единичный наклон, горб, нулевой наклон, единичный наклон.

4. Внешняя граница с постоянным давлением: единичный наклон, горб, нулевой наклон, спадающая кривая.

5. Система с двойной пористостью и псевдостационарным межпоровым потоком:

– единичный наклон, горб, нулевой наклон, провал, второй нулевой наклон или

– единичный наклон, горб, провал, нулевой наклон.

6. Система с двойной пористостью, псевдостационарным межпоровым потоком и непроницающим сбросом:

– единичный наклон, горб, нулевой наклон, провал, второй нулевой наклон, переходный период, третий нулевой наклон (удвоение значений производной) или

– единичный наклон, горб, провал, переходный период, второй нулевой наклон (удвоение значений производной).

7. Система с двойной пористостью, псевдостационарным межпоровым потоком и непроницаемой внешней границей:

– единичный наклон, горб, нулевой наклон, провал, второй нулевой наклон, единичный наклон или

– единичный наклон, горб, провал, нулевой наклон, единичный наклон.

8. Система с двойной пористостью, псевдостационарным межпоровым потоком и внешней границей с постоянным давлением:

– единичный наклон, горб, нулевой наклон, провал, второй нулевой наклон, спадающая кривая или

– единичный наклон, горб, провал, нулевой наклон, спадающая кривая.

Начальные оценки параметров пласта вычисляются на основе данных о давлении для соответствующего режима фильтрации, а затем используются как начальное приближение для определения параметров коллектора и идентификации его модели [6].

Ниже описывается процедура идентификации режимов фильтрации на основании сигналов от НС, которая позволяет определять параметры пласта, приведенные выше. Для ГДИС методом понижения

уровня процедура может быть кратко расписана следующим образом.

1. Поиск шаблона единичного наклона прямой:

а) участок единичного наклона присутствует в начальные моменты времени (активационный уровень выше 0,8):

- использовать данные в идентифицированных декадах для вычисления коэффициента накопления; далее поэкспериментировать с более короткими периодами влияния ствола скважины;

б) участок единичного наклона отсутствует в начальные моменты времени:

- использовать данные в первой декаде для вычисления коэффициента накопления; поэкспериментировать с более короткими периодами влияния ствола скважины;

в) участок единичного наклона присутствует в поздние моменты времени (активационный уровень выше 0,8):

- использовать данные в идентифицированных декадах для вычисления расстояния до непроницаемой границы; поэкспериментировать с более поздним моментом начала участка с единичным наклоном;

г) участок единичного наклона отсутствует в поздние моменты времени:

- если обнаружена граница другого типа, использовать расстояние до нее как начальное приближение для расстояния до непроницаемой границы;

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

2. Поиск шаблона горба кривой (активационный уровень выше 0,8):

– горб кривой ближе к концу ГДИС не рассматривается.

3. Поиск шаблона нулевого наклона:

а) плоский участок существует (активационный уровень выше 0,8):

- если плоский участок появился через полторы декады после окончания участка единичного наклона или после начала горба кривой, зафиксированных ранее всех, то использовать данные в идентифицированных декадах для вычисления проницаемости и скин-фактора; принять радиус исследования или расстояние до границы любого типа в качестве приближения для расстояния до границы разлома, если больше не обнаружены плоские участки;

- если плоский участок появился менее чем через полторы декады после окончания участка единичного наклона или после начала горба кривой, то искать другой плоский участок; если больше не обнаружено, то продолжать, как если бы плоского участка не было;

- если плоский участок существует, но отсутствуют участок единичного наклона и горб кривой в начале ГДИС, то использовать данные в идентифицированных декадах для вычисления проницаемости и скин-фактора; принять радиус исследования или расстояние до границы любого типа в качестве при-

ближения для расстояния до границы разлома, если больше не обнаружены плоские участки;

- если плоский участок появился более чем через две с половиной декады после окончания участка единичного наклона или после начала горба кривой, то, скорее всего, присутствует непроницающий сброс; использовать данные в декаде, отстоящей на расстоянии в полторы декады от конца участка единичного наклона или начала горба кривой, для вычисления проницаемости, скин-фактора и наклона прямой линии в полулогарифмическом масштабе; далее воспользоваться идентифицированными декадами плоского участка для расчета наклона второй прямой линии в полулогарифмическом масштабе; если наклон второй линии в два раза больше, чем для первой, то определить расстояние до границы разлома; иначе принять радиус исследования или расстояние до границы любого типа в качестве приближения для расстояния до границы разлома;

- если обнаружены два плоских участка и они отделены как минимум на половину декады, то, скорее всего, присутствует непроницающий сброс; использовать идентифицированные декады первого плоского участка для вычисления проницаемости, скин-фактора и наклона первой прямой линии в полулогарифмическом масштабе; далее использовать идентифицированные декады второго плоского участка для вычисления наклона второй прямой линии в полулогарифмическом масштабе; если наклон второй линии в два раза больше, чем для первой, то определить расстояние до границы разлома; иначе принять радиус исследования или расстояние до границы любого типа в качестве приближения для расстояния до границы разлома;

б) плоский участок не найден:

- если обнаружены участок единичного наклона и/или горб кривой в начале ГДИС, то использовать данные в декаде, отстоящей на расстоянии в полторы декады от конца участка единичного наклона или начала горба кривой, для вычисления проницаемости и скин-фактора; принять радиус исследования или расстояние до границы любого типа в качестве приближения для расстояния до границы разлома;

- если не обнаружены ни шаблон единичного наклона, ни шаблон горба кривой в начале ГДИС, тогда метод не может распознать период течения в бесконечном пласте.

4. Поиск шаблона провала в кривой:

а) участок провала в кривой существует (активационный уровень выше 0,8):

- определить точку минимума провала и использовать ее для вычисления коэффициентов упругоэластичности пласта и пропускания;

б) участок провала в кривой не обнаружен:

- принять 0,99 в качестве начального приближения для обоих значений коэффициентов упругоэластичности пласта и пропускания.

5. Поиск постоянного давления в конце ГДИС:

а) давление остается постоянным в течение второй половины последней декады:

- 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.