

+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 некоторыми 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., Енуков 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/nyueu5.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 аддитивной 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 медленных 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 аддитивной 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.

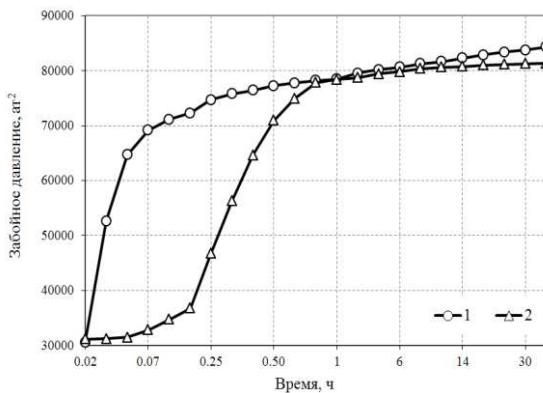


Рис. 1 Кривая восстановления давления скважин № 1046, № 1054

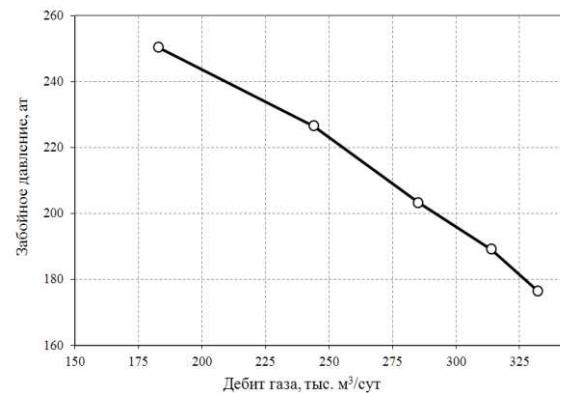


Рис. 2 Индикаторная кривая скважины № 1046

Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации КВД. Решение задачи адаптивной интерпретации КВД рассмотрим на примере определения параметров однородно-пористого нефтяного пласта представленной моделью

$$P_s^2 = \alpha_1 + \alpha_2 \lg(t), \quad \alpha_1 = P_{s0}^2 + \alpha_2 \lg\left(\frac{2,25\chi}{r_{c,np}^2}\right) + b q_0^2, \quad \chi = k P_{nl} / m \mu_{nl} \quad (1)$$

где $P_s(t), P_s(t_0) = P_{s0}$ - текущее и начальное перед остановкой скважины забойные давления; q_0 - дебит скважины в момент ее остановки t_0 ; m - пористость; h - эффективная мощность пласта; χ - коэффициент пьезопроводности; $r_{c,np}^2$ - приведенный радиус скважины; k - проницаемость пласта; P_{nl} - пластовое давление; μ_{nl} - вязкость газа в пластовых условиях; b - параметр модели индикаторной кривой

$$P_s^2 = P_{nl}^2 - aq - bq^2 \quad (2)$$

При использовании модели (1) и технологии интегрированных моделей [4,5] оценки параметров пласта - проводимости $\sigma = kh / \mu$, пьезопроводности χ , пластового давления P_{nl} в момент завершения исследований t_k рассчитываются по формулам:

$$\sigma^*(t_k, \omega^*) = \frac{42,4q_0\rho T_{nl} z}{\alpha_2^*(t_k, \omega^*) T_c}, \quad (3)$$

$$\chi^*(t_k, \omega^*) = 0,445r_c^2 \exp\left(\frac{\alpha_1^*(t_k, \omega^*) - P_{s0}^2 - b^* q_0^2}{\alpha_2^*(t_k, \omega^*)}\right), \quad (4)$$

$$P_{nl}^*(t_k, \omega^*) = \sqrt{\alpha_1^*(t_k, \omega^*) + \alpha_2^*(t_k, \omega^*) \lg(t_p)} \quad (5)$$

где $\alpha^*(t_k, \omega^*) = (\alpha_1^*(t_k, \omega^*), \alpha_2^*(t_k, \omega^*))$ - оптимальные оценки параметров модели КВД (1) и управляющих параметров $\omega^*(t_k) = (\omega_1^*(t_k), \omega_2^*(t_k), \omega_3^*(t_k))$ полученные путем решения двух оптимизационных задач:

$$\alpha^*(t_k, \omega) = \arg \min_{\alpha} \Phi(\alpha(t_k), \omega(t_k), \bar{\sigma}_k, \bar{\chi}_k, \bar{P}_{nl,k}), \quad (6)$$

$$\omega^*(t_k) = \arg \min_{\omega} J(\alpha^*(t_k, \omega), W((t_k - t_{k-i})/\gamma)). \quad (7)$$

Здесь запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума x^* функции $f(x)$ ($f(x^*) = \min_x f(x)$); Φ - показатель качества интегрированной системы моделей КВД с учетом априорной информации о параметрах пласта $\bar{\sigma}_k, \bar{\chi}_k, \bar{P}_{nl,k}$ известных к моменту времени t_k ; J - показатель качества модели КВД (1) с использованием оценок $\alpha^*(t_k, \omega)$ и весовой функции W обеспечивающей процесс адаптивной интерпретации [3]; z - коэффициент сверхсжимаемости газа при Рпл и пластовой температуре T_{nl} ($T_c = 293K$); $\rho = 1,033 \text{ кг/см}^2$; t_p - экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового; b^* - оценка параметра модели индикаторной кривой (2).

Момент времени завершения исследований t_k^* может быть определен по критерию стабилизации оценок $\alpha_j^*(t_k, \omega^*)$ [4,5]

$$|\alpha_j^*(t_{k-i}, \omega^*) - \alpha_j^*(t_k, \omega^*)| / \alpha_j^*(t_k, \omega^*) \leq \varepsilon_j, j=1,2,i=1,2,3,\dots (\varepsilon_j \text{ — заданная точность}) \quad (8)$$

где за t_k^* принимается то значение текущего времени t_k при котором выполняется неравенство.

Результаты интерпретации КВД скважин газоконденсатного месторождения. Результаты интерпретации КВД скважин № 1046 и 1054 газоконденсатного месторождения Тюменской области приведены на рис. 2,3 и в таблице.

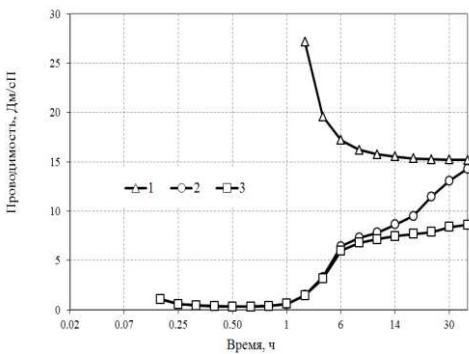


Рис. 3 Оценки проводимости пласта скважины № 1046.

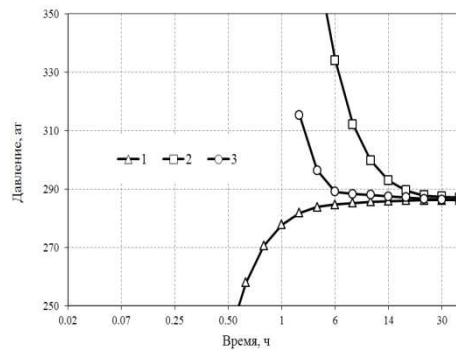


Рис. 4 Оценки пластового давления скв. № 1046.

На рис. 2,3 приведены оценки проводимости и пластового давления, полученные при интерпретации КВД скважины 1046 адаптивным методом интерпретации (3)-(8) на основе метода интегрированных моделей (АИ_ИМ) и модели КВД (1) (линия 1), адаптивным методом наилучшего совмещения (AM_HC) - (линия 2) и адаптивным методом наилучшего совмещения с регуляризацией по А.Н. Тихонову (AM_HCP) - (линия 3) [6]. В качестве дополнительных априорных данных в методе АИ_ИМ использовались значения $\bar{\sigma}_0 = 30 \text{Дм/сП}$, $\chi_0 = 4500 \text{ см}^2/\text{сек}$, $\bar{P}_{n\pi,0} = 300 \text{ ат}$.

В таблице приведены результаты сравнительного анализа оценок проводимости, пьезопроводности и пластового давления с использованием программного комплекса Sapir за 38 часов исследований и методов адаптивной интерпретации с учетом и без учета априорной информации за разные периоды исследований.

Из рис. 3,4 и таблицы видно, что метод адаптивной интерпретации обеспечивает получение более точных оценок фильтрационных параметров и пластового давления на коротких недовосстановленных КВД в пределах

от 6 до 14 часов исследований.

Выводы. Для определения параметров газовых и газоконденсатных пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований по кривой восстановления предлагается использовать метод адаптивной интерпретации позволяющий проводить обработку данных в процессе проведения исследований, определять время завершения исследований и учитывать дополнительную априорную информацию.

Таблица

Результаты интерпретации скважин 1046

Методы	Время исследований, ч	Проводимость, м/сП	Пьезопроводность, см ² /сек	Пластовое давление, ат
Saphir	38	10,9	2280	282,2
	6	17,2	2588	284,4
	14	15,8	2352	285,8
	30	15,2	2305	286,2
	38	15,2	2305	286,2
АИ_ИМ	6	6,5	989	289,1
	14	8,6	1316	287,5
	30	13,1	1745	286,4
	38	14,3	2166	286,2
АИ_HC	6	6,0	921	289,7
	14	7,5	1141	288,1
	30	8,4	1273	287,4
	38	8,6	1309	287,2
АИ_HCP	6	6,0	921	289,7
	14	7,5	1141	288,1
	30	8,4	1273	287,4
	38	8,6	1309	287,2

На примере гидродинамических исследований скважины газоконденсатного месторождения Тюменской области показано, что метод адаптивной интерпретации на коротких недновосстановленных КВД обеспечивает получение более точных оценок проводимости пласта, пьезопроводности и пластового давления, позволяет значительно сократить время простоя скважины по сравнению с традиционным методом наилучшего совмещения и метода интерпретации реализованного в программе Saphir.

Литература

1. Грищенко А.И. Алиев З.С. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well test interpretation // SPE. – 1984. – № 12777, 293 – 302 р.
4. Сергеев В.Л., Аниканов А.С. Метод адаптивной идентификации гидродинамических исследований скважин с учетом априорной информации // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2010. – Т. 317. – № 5. – С. 50 – 52.
5. Гаврилов К. С., Сергеев В.Л. Адаптивная интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин в системе «пласт- скважина» методом интегрированных моделей // Известия Томского политехнического университета. – Томск, 2012. – Т. 321. – № 5. С.72 – 75.
6. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. – М.: Наука, 1979. – 392 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НАНОТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Г.Т. Гараев

Научный руководитель профессор Зятиков П.Н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нанотехнология вошла в нефтегазовую промышленность не так давно, но многие ее приложения уже стали неотъемлемой частью многих, традиционных технологических процессов. Предположим, спользованиеnano-структурированных цеолитов позволило на 40% повысить выход бензиновых фракций по сравнению с применением обычных катализаторов. В области разработки месторождений и бурения известны лишь исключительные примеры использования нанотехнологий, допустим, использование оборудования, изготовленного из нового поколения нано-материалов. Буровые долота, трубы нефтяного сортамента, элементы оборудования промыслов необходимы противостоять колоссальным нагрузкам, следательно потребность нефтегазовой промышленности в прочных и долговечных материалах крайне высока. Использование материалов с заданной nano-структурой допускает делать более легкое, долговечное и прочное оборудование. Нанотехнология, может помочь в разработке новых способов измерений. Миниатюрные по размерам датчики можно разместить на любом оборудовании, включая и в подземном. Тем самым, можно быстро повысить количество и качество информации о продуктивном пласте. Наиболее известная область применения нанотехнологии в нефтегазовой промышленности - это создание «умных» технологических жидкостей, или жидкостей с запрограммированными свойствами. Они находят применение в процессах интенсификации добычи, повышения нефтеотдачи пласта и при бурении скважин. К таким жидкостям относятся растворы ПАВ и полимеров, микроэмульсии, гели, а также бижидкостные пены (афроны). Еще одна растущая область промышленности занимается исследованием и применением «наножидкостей». Наножидкости – это технологические растворы с добавлением небольшого количества нанофракции твердых частиц для улучшения тех или иных свойств. Наножидкости можно создавать таким образом, чтобы они были совместимы с флюидами и горными породами продуктивного пласта и в то же время не представляли опасности для окружающей среды. Некоторые из них уже находят применение, и в скором времени они решат ряд острых проблем, возникающих при бурении, закачивании и эксплуатации скважин.

Одним из важных и перспективных направлений применения нанотехнологий в нефтяной промышленности является создание миниатюрных устройств, оснащенных микропроцессорами и способных выполнять операции с объектами нанометровых масштабов, называемых «нанороботами». Например, они могут использоваться для сверхточного каротажа скважин.

Важнейшим направлением применения нанотехнологий является разработка новых и повышение эффективности существующих химических реагентов. К подобным реагентам, например, относятся так называемые «умные» технологические жидкости для процессов бурения и повышения нефтеотдачи. Для их характеристики иногда используют термин «наножидкость» (если коллоидные частицы представляют собой твердую фазу). Например, разработаны технологические растворы, содержащие коллоидные частицы геля, которые при бурении, закачивании и глушении скважин препятствуют поглощению раствора пластом. В результате снижаются потери технологических жидкостей при закачивании и ремонте скважин.

Существующие производственные технологии добычи, транспорта и хранения могут стать «нанотехнологиями», если они будут оптимизированы или спроектированы заново с учетом комплексных диаграмм фазового состояния природных наноколлоидов нефти. Это позволит если не улучшит, то, по меньшей мере, предотвратить ухудшение качества добываемого сырья.

Исследования, проводившиеся на протяжении последних лет, показали что нефть с полным правом можно относить к наноматериалам, так как они содержат природные нанообъекты (нанофазы), эволюция которых описывается универсальными закономерностями (фазовыми диаграммами). Это делает возможным