

Рис.3 Зависимость отношения среднего значения коэффициента восстановления проницаемости от температуры пласта

По эффективности перераспределения потоков составы располагаются в ряд WC 204 → Seurvey RPM-2 → Aqualock. Состав WC 204, как наиболее эффективный, рекомендован для применения на рассматриваемом месторождении.

АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ В УСЛОВИЯХ НОРМАЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Е.В.Романова

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Актуальность работы обусловлена необходимостью определения параметров нефтяных пластов в процессе нормальной эксплуатации скважин, оснащенных стационарными измерительными системами для гидродинамического мониторинга и управления разработкой нефтяных месторождений.

Введение. В настоящее время на нефтяных месторождениях России большинство скважин механизированного фонда оборудованы телеметрическими системами, позволяющими осуществлять мониторинг гидродинамических параметров (забойное давление на приеме насоса, фазовый дебит скважины, температура и т.д.) в условиях нормальной эксплуатации скважин (без их длительных остановок) [1]. Однако традиционные, наиболее информативные технологии определения параметров нефтяных пластов по результатам нестационарных гидродинамических исследований скважин и пластов требуют проведения достаточно длительных остановок скважин с детальным анализом кривой восстановления давления (КВД) и ее производной, выделением на КВД участков радиального притока, использованием графо - аналитических методов интерпретации и т.п. [1,2]. Данные технологии носят достаточно трудоемкий и затратный характер, поскольку интерпретация КВД производится после завершения заранее спланированных исследований, что часто приводит к продолжительным простоям скважин и значительной потере добычи нефти.

Адаптивная идентификация и интерпретация нефтяных пластов. Основой адаптивной системы идентификации и интерпретации нефтяных пластов является интегрированная система моделей дебита скважины вида [3,4]

$$\begin{cases} q_n^* = q_n + \xi_n = f_0(a_n, p_{z,n}) + \xi_n, \\ \bar{Z}_n = Z_n + \eta_n = F_a(a_n, q_n) + \eta_n, n = \overline{1, n_n}, \end{cases} \quad (1)$$

Особенность модели (1) заключается в том, что ее параметры $a_n = (\alpha_j(t_n), j = \overline{1, m})$ - неизвестные однозначные функции $\alpha_j(t_n)$ дискретного времени t_n . В модели (1) приняты следующие обозначения: $q_n^*, p_{z,n}$ - фактические значения дебита и забойного давления скважин в момент времени t_n (предполагается, что забойные давления измеряются точно либо с малой ошибкой); q_n - значения дебита скважины, полученные на основе модели $f_0(a_n, p_{z,n})$, заданной с точностью до вектора параметров $a_n = (a_{1n}, a_{2n}, \dots, a_{mn})$; $\bar{Z}_n, Z_n$ - векторы известных к моменту времени t_n дополнительных априорных данных $\bar{Z}_n = (\bar{z}_{n1}, \bar{z}_{n2}, \dots, \bar{z}_{np})$ и сведений Z_n , полученных на основе моделей $F_a = (f_{a1}, f_{a2}, \dots, f_{ap})$; t_1, t_k - моменты времени начала и завершения режима нормальной эксплуатации скважин; ξ_n, η_n - случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки дополнительных данных и экспертных оценок и т. п.

Для решения задачи адаптивной идентификации (1) будем предполагать, что параметры $a(t_n) = \alpha_n = \text{const}$ постоянны на текущем интервале обработки $t \in [t_n, t_n + \tau] \in [t_1, t_k]$ с номером n , который может быть определен, например, с помощью весовой функции $w_i = 1$ при $t \in [t_n, t_n + \tau]$ и $w_i = 0$ при $t \notin [t_n, t_n + \tau]$. С учетом данного допущения на параметры интегрированной системы моделей дебита скважины

(1) процесс адаптивной идентификации, с использованием технологии интегрированных моделей согласно [3,4], можно представить в виде последовательного решения оптимизационных задач:

$$a_n^*(\beta_n) = \arg \min_{a_n} \Phi(a_n, \beta_n), \quad (2)$$

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} J_0(a_n^*(\beta_n)), \quad n = \overline{1, n_k} \quad (3)$$

где запись $\arg \min_x f(x)$ означает точку минимума X^* функции $f(x)$ ($f(X^*) = \min_x f(x)$); $\Phi(a_n, \beta_n, h_n) = \Phi(J_0(a_n, h_n), J_a(a_n, \beta_n))$ – комбинированный эмпирический показатель качества системы моделей (1), представляющий заданную функцию (функционал) Φ от частного показателя качества модели дебита скважины $f_0(a_n, p_{z,n})$ и частного критерия качества системы моделей дополнительных априорных сведений $F_a(a_n, q_n)$ где $\beta_n = (\beta_{k,n}, k = \overline{1, p})$ – вектор управляющих параметров, определяющих значимость (вес) дополнительных априорных сведений $\bar{Z}_n$.

Результаты оценки качества моделей и алгоритмов. Результаты экспериментальной оценки качества моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации нефтяных пластов с использованием промысловых данных нормальной эксплуатации скважины № 535 нефтяного месторождения Томской области приведены на рис. 1-2. На рис.2 (линия 1) приведены оценки коэффициента продуктивности скважины (рис. 1 а)) и пластового давления (рис. 1 б)), полученные методом адаптивной интерпретации с использованием интегрированной системы моделей дебита скважины (1),(5) и экспертных оценок коэффициента продуктивности $\bar{k} = 4$ м³/сут ат и пластового давления $\bar{p} = 180$ ат. Линией 2 изображены оценки коэффициента продуктивности скважины и пластового давления, полученные адаптивным методом идентификации с регуляризацией по А.Н. Тихонову [5] Линией 3 изображены оценки коэффициента продуктивности скважины и пластового давления, полученные с использованием метода наименьших квадратов. На рис.2 приведены относительные ошибки оценок продуктивности скважины и пластового давления,

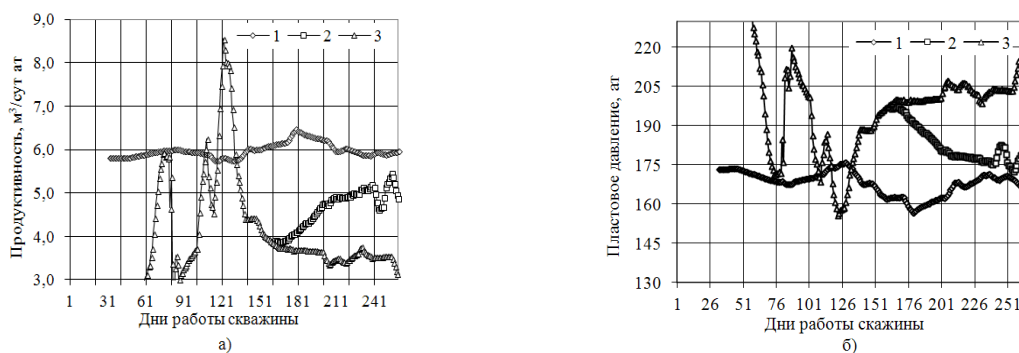


Рис. 1 Оценки продуктивности скважины а) и пластового давления б)

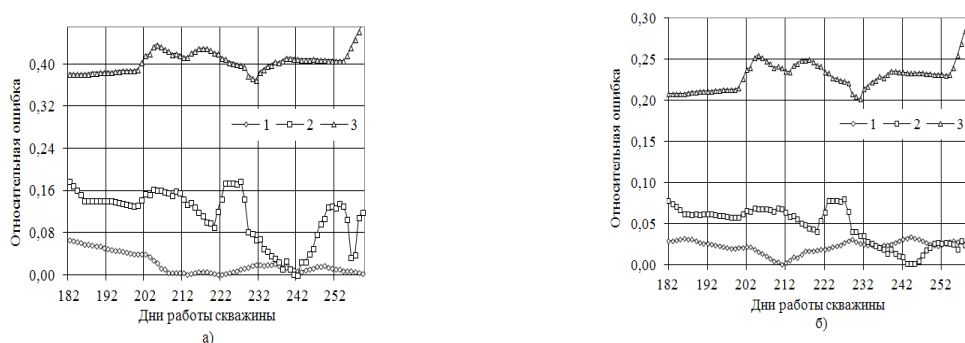


Рис. 2 Относительные ошибки оценок продуктивности скважины а) и пластового давления б)

Из рис. 1, 2 видно, что оценки продуктивности скважины и пластового давления, полученные по технологии адаптивной интерпретации с учетом априорной информации, изображенные линией 1, более точны и устойчивы по сравнению с традиционными оценками, изображенными линиями 2 и 3 соответственно.

Заключение. На примере промысловых данных дебита и забойного давления скважины нефтяного месторождения Томской области в условиях ее нормальной эксплуатации показано, что алгоритмы адаптивной интерпретации с учетом априорной информации позволяют значительно повысить точность оценок продуктивности скважин и пластового давления. Предложенные модели и алгоритмы адаптивной

интерпретации могут быть использованы в автоматизированных системах оперативной обработки промысловых данных интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными системами.

Литература

1. Ипатов А.И. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов / А.И Ипатов, М.И. Кременецкий, Д.Н. Гуляев // Нефтяное хозяйство, 2009. – № 1. – С. 52 – 55.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 198 с.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные модели и алгоритмы идентификации дебита скважин нефтяных месторождений / В.Л.Сергеев, Д.В. Севастьянов // Известия Томского политехнического университета . – 2006. – Т. 321. – № 6. – С. 149 – 152.
5. Тихонов А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М.: Наука, 1979. – 392 с.

МЕХАНИЧЕСКИЕ СПОСОБЫ УДАЛЕНИЯ АСПО ИЗ СКВАЖИНЫ

Е.Г. Руфин

Научный руководитель профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Избавиться от образовавшихся отложений можно двумя методами: механический и химический. К механическому методу можно отнести разбуривание, рассверливание солей и использование гидромониторов. К химическим методам относятся такие способы как: удаление гипса при помощи гидроксидов, карбонатных и бикарбонатных реагентов с последующим растворением продуктов реакции соляной кислотой, а также обработка комплексообразующими реагентами, которые образуют устойчивые ковалентные связи с определяемыми элементами.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений. Для этой цели разработали целое множество скребков различной конструкции. Использование данного метода борьбы с АСПО значительно осложняется тем, что для его применения часто необходимы остановка работы оборудования, трубопровода и предварительная обработка их поверхности. Кроме того, возможны застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие проблемы.

В конце 50-х годов в фонтанных скважинах для удаления парафина со стенок труб еще применялись ручные лебедки, на которые наматывалась скребковая проволока диаметром 2,5 – 3,0 мм, на свободный конец которой крепился скребок, выполненный конструктивно таким образом, что при движении вниз он складывался, а при движении вверх раздвигался до диаметра труб и соскребал с их внутренней поверхности отложившийся парафин. Оператор периодически в зависимости от интенсивности образования отложений на трубах вручную спускал скребок до требуемой глубины в НКТ, а затем поднимал его.

Позже этот процесс механизировался с применением электроприводной лебедки.

Затем были созданы автоматизированные депарафинизационные установки АДУ-3, которые включались на спуск скребка по программе, автоматически реверсировались и отключались при достижении скребком устья скважины. Позже были предложены «летающие» скребки, разработанные УфНИИ.

Первоначальный пуск скребка в скважину производил оператор через лубрикатор. При этом скребок находился в сложном положении, то есть режущие элементы устанавливались параллельно потоку флюида и создавали его движению минимальное сопротивление, вследствие чего скребок падал вниз. Достигнув нижнего амортизатора, скребок ударялся о него, раскрывался, режущие элементы устанавливались перпендикулярно потоку, принимая размер на 1 – 2 мм меньше диаметра труб, перекрывали их проходное сечение и потоком скважинного флюида перемещались вверх, одновременно соскабливая отложившийся на внутренней поверхности парафин. Достигнув верхнего амортизатора и ударившись о него, скребок складывался и падал вниз.

В насосных скважинах для борьбы с отложениями парафина на стенках подъемных труб применяются металлические скребки, укрепляемые на насосных штангах. В СНГ в основном используются пластинчатые скребки, изготовленные из 2,5 – 3 мм пластин листового железа (рис. 1), прикрепляемые к штангам при помощи хомутов.

Потребное количество скребков для каждой колонны насосных штанг:

$$n = \frac{h_n + 50}{1 + l_n}$$

где h_n – глубина отложения парафина в м;

1 – длина хода плунжера насоса или расстояние между пластинами в м;

l_n – длина пластины в м.

Насосные установки оборудуют штанговращателями при использовании пластинчатых скребков, которые подвешивают к головке балансира станка-качалки. Сальниковый шток заклинивается в роторе штанговращателя, и при его повороте поворачивается и колонна насосных штанг с укрепленными на них