

Литература

1. G. Stewart, M. Jamlolahmady. Reservoir Engineering — Well test analysis. — Edinburg: Department of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University, 2013. — 648 p.
2. РД 153-39.0-109-01. Методические указания. Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. — Москва, 2002. — 76 с.

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ МЕТОДА АДАПТИВНОЙ ИДЕНТИФИКАЦИИ**

**Нгуен Тхак Хоай Фьонг**

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

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

Рассматривается задача определения пластового давления и коэффициентов фильтрационных сопротивлений по результатам стационарных газодинамических исследований скважин в условиях априорной неопределенности о виде модели индикаторной кривой, и предлагается метод ее решения с использованием технологии адаптивной идентификации с учетом априорной информации о пластовом давлении. Приводятся примеры интерпретации результатов стационарных исследований скважин по индикаторной кривой.

**Введение.** В настоящее время при интерпретации результатов стационарных газодинамических исследований скважин (ГДИС) используется преимущественно классическая «базовая» методика определения параметров закона фильтрации Форхгеймера методом наименьших квадратов [1, 2]. Однако в реальных промысловых условиях неопределенности закона фильтрации возникает проблема структурной идентификации, которая заключается в выборе вида модели индикаторной кривой при малом объеме экспериментальных данных дебита и забойных давлений на разных режимах фильтрации.

В работе [3] предложена методика интерпретации индикаторной кривой, где закон фильтрации газа применяется не ко всей совокупности данных дебита и забойного давления, а только к результату двух последовательных испытаний скважины. Идея эта не нова и основана на том, что практически любой нелинейный закон фильтрации может быть аппроксимирован «кусочно – линейным» законом, что упрощает решение задачи структурно идентификации. Однако использования приведенной выше методики в промысловых условиях при наличии погрешностей и ошибок в определении дебитов и забойных давлений, погрешностей «кусочной» аппроксимации приводит к неустойчивости решений, большим ошибкам в оценках пластового давления, коэффициентов фильтрационных сопротивлений и параметрах пласта.

В данной работе предлагается и исследуется метод адаптивной интерпретации ГДИС по индикаторной кривой с переменными параметрами, зависящими от номера режима исследований, с учетом дополнительной априорной информации о пластовом давлении.

**Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации индикаторной кривой.** Основой метода адаптивной интерпретации является интегрированная система моделей индикаторной кривой Форхгеймера с переменными параметрами, зависящими от номера режима испытаний скважины, с учетом экспертных оценок пластового давления:

$$\begin{cases} y_n^* = p_{n,n}^2 - a_n q_n - b_n q_n^2 + \xi_n, \\ p_{n,(n-1)}^2 = p_{n,n}^2 + \eta_n, \quad n = 1, 2, 3, \dots, n, \end{cases} \quad (1)$$

где  $y_n^* = p_{n,n}^2 - a_n q_n - b_n q_n^2 + \xi_n$  – значения квадрата забойного давления и дебита, полученные на режиме испытания скважины с номером  $n$ ;  $p_{n,(n-1)}^2$  – экспертная оценка квадрата пластового давления;  $n_k$  – число режимов испытания скважины;  $\xi_n, \eta_n$  – случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки экспертной оценки пластового давления и неточность модели фильтрации. Определение оптимальных значений квадрата пластового давления и коэффициентов фильтрационных сопротивлений  $a, b$  модели (1) представленной для удобства в матричном виде

$$\begin{cases} Y_n^* = F_n \alpha_n + \xi_n, \\ \alpha_{1,(n-1)} = F_{a,n} \alpha_n + \eta_n, \end{cases} \quad (2)$$

при использовании показателя качества

$$\Phi(\alpha_n, \beta_n) = \|Y_n^* - F_n \alpha_n\|_W^2 + \beta_n \|k_n \bar{\alpha}_{1,(n-1)} - F_{a,n} \alpha_n\|^2 \quad (3)$$

сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений вида (СЛАУ) [4,5]

$$(F_n^T W F_n + \beta_n F_{a,n}^T F_{a,n}) \alpha_n = (F_n^T W Y_n^* + \beta_n F_{a,n}^T \bar{\alpha}_{1,(n-1)}), \quad (4)$$

где запись  $\|X\|_W^2$  означает квадратичную норму вектора  $X^T W X$ ;  $F_n = (x_{n,j}, n = \overline{1, n}, j = \overline{1, 3})$  – матрица значений дебита скважины на разных режимах ее работы, в которой  $x_{n,1} = 1, x_{n,2} = -q_n, x_{n,3} = -q_n^2$ ;  $F_{a,n} = (1, 0, 0)$  – вектор;

$\alpha_n = (\alpha_{1,n} = p_{n,n}^2, \alpha_{2,n} = a_n, \alpha_{3,n} = b_n)$  - вектор неизвестных значений параметров моделей (1),(2);  $W$  - диагональная матрица весовых функции  $W = \text{diag}(w((n-i)/h), i = \overline{1, n-1})$  для организации процесса адаптивной идентификации и интерпретации;  $\omega_n = \beta_n k_n$ .

**Результаты интерпретации ИК скважин газоконденсатного месторождения.** Результаты интерпретации стационарных газодинамических исследований по индикаторной кривой приведены на рис. 1,2.

На рисунке 1 приведены исходные данные индикаторной кривой на пяти режимах исследований [6, стр.75, 88]. Размноженные значения индикаторной кривой определялись методом интерполяции с использованием параболической модели зависимости квадрата забойного давления от дебита скважины. На рис. 2 приведены оценки пластового давления и фильтрационных сопротивлений полученные методами адаптивной интерпретации (АИ) путем решения СЛАУ (3) при  $k_n = 1/\beta_n$ , наименьших квадратов (НК) при  $\beta_n = 0$  (3) и регуляризованного метода наименьших квадратов (РНМ) при  $k_n = 0$  (3). Оценки  $\beta_n$  управляющих параметров  $\beta_n$  (4) при  $k_n = 1$  определялись путем решения оптимизационной задачи

$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta} \|Y_n^* - F_n \alpha_n(\beta)\|_W^2 \quad (5)$$

методом дихотомии [7], где запись  $\arg \min_x f(x)$  означает точку минимума  $x^*$  функции  $f(x)$ .

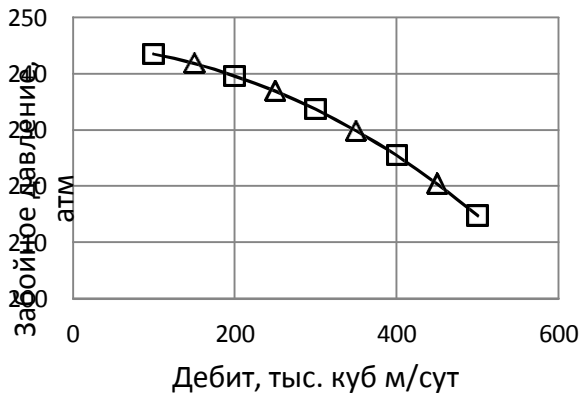


Рис. 1 Исходные и размноженные ( $\Delta$ ) значения индикаторной кривой

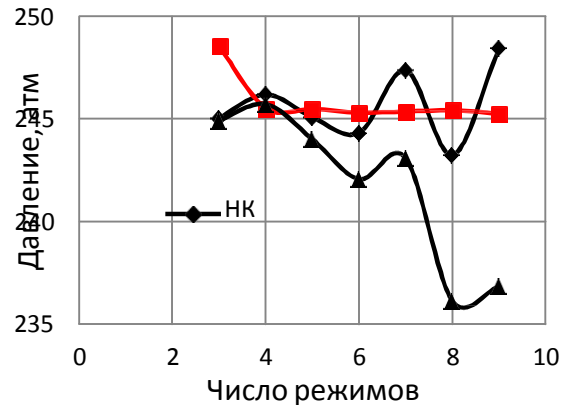


Рис. 2 Оценки пластового давления

Корректировка экспертных оценок пластового давления  $\bar{\alpha}_{1,n-1}$  (2) проводилась с использованием метода экспоненциального сглаживания  $\bar{\alpha}_{1,n} = \bar{\alpha}_{1,n-1} - \delta(\alpha_{1,n}^*(\beta_n^*) - \bar{\alpha}_{1,n-1}), n = \overline{1,9}$  при  $\delta = 0,8$  и начальном значении экспертной оценок пластового давления  $\sqrt{\bar{\alpha}_{1,(n-1)}}$  равной 255 атм. Для организации процесса адаптивной идентификации в (3), (4) использовалась единичная весовая функция вида  $w((n-i)/h) = 1$  при  $(n-i) \leq 3$ ,  $w((n-i)/h) = 0$  при  $(n-i) > 3$ . Из рис.2 видно, что предложенный метод адаптивной интерпретации (1)-(4) с учетом априорной информации позволяет более точно определять пластовое давление по сравнению с методом наименьших квадратов на меньшем объеме промысловых данных.

**Выводы.** Для решения задачи интерпретации стационарных газодинамических исследований скважины в условиях априорной неопределенности о виде модели индикаторной кривой предложен метод адаптивной идентификации позволяющий учитывать дополнительную априорную информацию о пластовом давлении. Показано, что метод адаптивной идентификации позволяет получить более точные и устойчивые оценки пластового давления на меньшем объеме промысловых данных по сравнению с использованием «кусочно - параболической» модели индикаторной кривой и метода наименьших квадратов.

#### Литература

1. Алиев З.С., Гриценко А.И. и др. Руководство по исследованию скважин. - М.: Наука, 1995. - 523 с.
2. Алиев З.С., Зотова Г.А. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. - М.: Недр, 1980. - 301 с.
3. Ахмедов К.С., Гасумов Р.А., Толпаев В.А. Методика обработки данных гидродинамических исследований скважин // Нефтепромысловое дело, 2011. - №3. - С. 8 - 11.
4. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. - Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2011. - 198 с.
5. Нгуен Тхак Хоай Фьонг, Сергеев В.Л. Метод идентификации индикаторной кривой при интерпретации результатов газодинамических исследований скважин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2005. Т.326. № -12. - С. 54 - 59.

6. Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин часть I. Москва, 2011. – 234 с.  
7. Летова Т.А., Пантелеев А.В. Методы оптимизации в примерах и задачах. – М.: Высшая школа, 2002. – 544 с.

**КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТИ МЕЖДУ СОСТАВОМ  
И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «БЕЛЫЙ ТИГР»**  
**Нгуен Бао Тоан**

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

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

В настоящее время более половины добывающего фонда скважин месторождения «Белый Тигр» (Вьетнам) составляют малодобитные скважины с низкой продуктивностью, эксплуатация которых осуществляется технологией периодического газлифта. Одним из основных факторов, осложняющих эксплуатацию скважин, является отложение асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ) на поверхности внутрискважинного оборудования, что приводит к снижению межремонтного периода работы, эффективности эксплуатации добывающего фонда скважин.

Изменение термодинамических условий пластов, зависящее от применения методов повышения нефтеотдачи (ГРП, закачка газа, закачка реагентов) – это основная причина снижения устойчивости структурных образований нефти – парафинов и асфальтенов [1]. Поэтому изучение состава и свойств извлекаемой нефти, которые представляются как факторы образования АСПО, являются важной исследовательской задачей. Кроме этого, определение свойств и состава нефти играет большую роль при выборе технологий систем сбора и подготовки.

Цель работы: обработка данных по свойствам нефти статистическим методом для выявления взаимосвязей между физико-химическими свойствами нефти.

Объектами исследования были нефти месторождения «Белый Тигр». Исходные данные были приняты из работы Бадикова и др. [2].

*Таблица 1*

*Свойства нефти месторождения «Белый Тигр»*

Номер скважины	700	193	42	605	816	809	76	1102	1003	708
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,830	0,834	0,866	0,825	0,865	0,835	0,852	0,827	0,829	0,826
Содержание солей NaCl, мг/л	566,3	549,5	470	-	40,3	6,4	9,0	0	63,3	-
Содержание мех. примесей, % мас.	0,028	0,050	0,040	0,040	0,020	0,020	0,030	0,030	0,011	0,019
Вязкость (50 <sup>0</sup> С), сСт	5,28	5,96	11,67	4,07	11,86	6,34	9,13	4,81	5,42	4,82
Содержание серы, % мас.	0,022	0,022	0,088	-	-	0,024	0,026	-	0,025	0,032
Содержание парафина, % мас.	22,05	25,01	18,90	-	18,47	24,84	28,65	23,54	23,69	20,80
Сумма смол и асфальтенов, % мас.	2,32	2,10	12,96	-	10,15	1,73	1,54	1,13	1,33	2,40
Содержание кокса, % мас.	0,69	0,63	2,84	0,63	2,70	0,50	0,66	0,29	0,35	0,69
Температура начала кипения, <sup>0</sup> С	80	104	73	100	88	102	110	70	92	77

*Таблица 2*

*Коэффициенты парной корреляции состава и свойства нефтей*

Показатель	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Плотность, г/см <sup>3</sup>	1							
2. Содержание солей NaCl, мг/л	0,00	1						
3. Содержание мех. примесей, % мас.	0,10	0,67	1					
4. Вязкость (50 <sup>0</sup> С), сСт	<b>1,00</b>	-0,04	0,04	1				
5. Содержание серы, % мас.	<b>0,79</b>	0,29	0,32	<b>0,81</b>	1			
6. Содержание парафина, % мас.	-0,35	-0,27	0,12	-0,38	-0,65	1		
7. Сумма смол и асфальтенов, % мас.	<b>0,86</b>	0,23	0,20	<b>0,86</b>	0,99	<b>-0,75</b>	1	
8. Содержание кокса, % мас.	<b>0,88</b>	0,19	0,12	<b>0,88</b>	0,98	-0,73	<b>0,99</b>	1