

**АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ  
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СКВАЖИН**

**Нгуен Тхак Хоай Фьонг**

Научный руководитель – профессор В.Л. Сергеев

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

Рассматривается задача адаптивной интерпретации результатов газодинамических исследований интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно измерительными системами, позволяющие определять параметры пластов и скважин в процессе проведения испытаний в режиме реального времени. Приводятся примеры, показывающие целесообразность использования предложенного метода адаптивной интерпретации.

**Введение.** Проведение комбинированных газодинамических исследований скважин (ГДИС) по индикаторной кривой (ИК) и кривой восстановления давления (КВД) является обязательным мероприятием при исследовании газовых скважин. В связи с особенностями традиционных графоаналитических методов интерпретации следует запланировать процесс исследований до их проведения, что не позволяет оперативно принимать решение и определять необходимые параметры в процессе проведения исследований в режиме реального времени без участия квалифицированного специалиста (интерпретатора). Таким образом, обычно приводит к длительным простоям скважин и вызывает значительные материальные затраты [1]. В данной работе на основе технологии адаптивной интерпретации [2-4] предлагается и исследуется новый рекуррентный алгоритм, позволяющий получать фильтрационные параметры пласта, определять число режимов исследований и время их завершения в реальном времени по мере поступления исходных данных.

**Модели и алгоритмы адаптивной интерпретации комбинированных ГДИС.** Анализ эффективности и качества алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации комбинированных ГДИС проведем на примерах интегрированной системы моделей (ИСМ) индикаторной кривой с учетом дополнительной информации о пластовом давлении  $\bar{p}_{nl,n}$  и коэффициентах фильтрационного сопротивления  $\bar{a}_n, \bar{b}_n$  [2-3]

$$\begin{cases} (p_{s1,n}^*)^2 = p_{nl,n}^2 - a_n q_n - b_n q_n^2 + \xi_n, \\ h_{k1,n} \cdot \bar{p}_{nl,n}^{-2} = p_{nl,n}^2 + \eta_n, h_{k2,n} \cdot \bar{a}_n = a_n + \nu_n, h_{k3,n} \cdot \bar{b}_n = b_n + \varepsilon_n, n = \overline{1, n_k} \end{cases} \quad (1)$$

и интегрированной системы моделей КВД с учетом дополнительной информации о пластовом давлении  $\bar{p}_{nl,n}$  и параметрах  $\bar{\alpha}_{1,n}, \bar{\alpha}_{2,n}$  [4]

$$\begin{cases} (p_{s2,n}^*)^2 = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(t_n) + \xi_n, \\ h_{k1,n} \cdot \bar{\alpha}_{1,n} = \alpha_{1,n} + \nu_n, h_{k2,n} \cdot \bar{\alpha}_{2,n} = \alpha_{2,n} + \varepsilon_n, h_{k3,n} \cdot \bar{p}_{nl,n}^{-2} = \alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \lg(\bar{t}_r) + \eta_n, n = \overline{1, n_{tk}} \end{cases} \quad (2)$$

где  $p_{s1,n}^*$  - фактические значения забойного давления, полученные на разных режимах работы скважины  $n$ ;  $p_{s2,n}^*$  - фактические значения забойного давления, полученные в моменты времени  $t_n$  после остановки скважины;  $n_k$  - число режимов исследования по индикаторной кривой;  $n_{tk}$  - объем данных забойного давления;  $\bar{t}_r$  - экспертная оценка времени восстановления забойного давления до пластового;  $\xi_n, \eta_n, \nu_n, \varepsilon_n$  - случайные величины, представляющие погрешности измерений дебита и забойных давлений скважины, ошибки дополнительных априорных сведений и экспертных оценок.

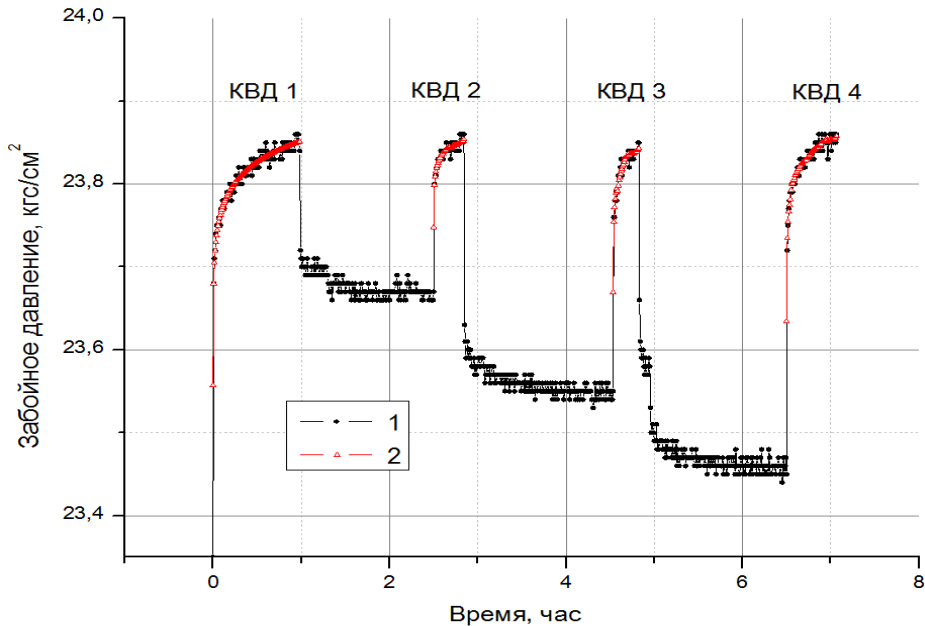
Отметим, что в моделях (1), (2) число режимов  $n_k$  и время завершения исследований  $t_k$  по КВД являются неизвестными параметрами и определяются наряду с неизвестными параметрами  $p_{nl,n}^2, a_n, b_n$  ИСМ ИК (1) и параметрами  $\alpha_{1,n}, \alpha_{2,n}$  ИСМ КВД (2) в процессе их проведения. Введение поправочных коэффициентов  $h_{kj,n}, j = \overline{1, 3}$  позволяет организовать процесс корректировки дополнительных данных и экспертных оценок в процессе проведения газодинамических исследований и соответственно организовать процесс обучения экспертов.

Процедура определения параметров модели сводится к решению оптимальных задач и решению линейных системы уравнений (СЛУ) [2-4], которое оказалось сложным и не эффективным при обработке большого объема данных о забойном давлении скважины по КВД в режиме реального времени. В этой связи в работе предлагается параметры модели ИСМ КВД (2) определять с использованием рекуррентного алгоритма без решения СЛУ и обращения матрицы [5]

$$\alpha_n^* = \alpha_{n-1}^* + \Gamma_n \Phi_n^T W_n (h_{3,n}) (y_n^* - \Phi_n \alpha_{n-1}^*), \Gamma_n = \Gamma_{n-1} - \frac{\Gamma_{n-1} \Phi_n^T \Phi_n \Gamma_{n-1}}{w_n^{-1}(h_{3,n}) + \Phi_n \Gamma_{n-1} \Phi_n^T}, n = 1, 2, 3, \dots \quad (3)$$

где  $y_n^* = ((p_{s2,n}^*)^2, n = \overline{1, n_{tk}})$  - вектор столбец фактических значений квадратов забойных давлений в моменты времени  $t_n$ ;  $\Gamma(h_p) = (K(h_p))^{-1}$  - обратная диагональная матрица весовых функций;  $\Phi_n = (1, \lg(t_n))$  - вектор строка известной матрицы ИСМ (2);  $\alpha_0^* = h_k \bar{\alpha}_{1,0}$  - вектор начальных оценок параметров.

**Результаты интерпретации скважин газоконденсатного месторождения.** Результаты интерпретации комбинированных исследований ИК-КВД газовой скважины месторождения Тюменской области приведены на рисунке и в таблице.



**Рис. Исходные и воспроизведенные значения ИК-КВД**

**Таблица**

**Оценки параметров пласта и скважины**

Скв.	Метод	Номер КВД	Длительность КВД (час)	Оценка параметров пласта и скважины			
				Проводимость (Д.м/сП)	Пьезопроводность (см²/с)	Пластовое давление (кгс/см²)	Истинный скин
1124	АИ	1	1,35	315,7	478	23,69	-1,38
		2	0,48	292,4	443	23,59	-1,61
		3	0,78	331,3	506	23,64	-1,36
		4	1,36	354,6	537	23,69	-1,31
	Saphir			335,2	508	23,65	-1,22
1125	АИ	1	1,04	565,1	564	22,41	-1,88
		2	0,48	547,8	551	22,23	-1,41
		3	0,50	559,3	560	22,39	-1,32
		4	5,58	604,2	609	22,51	-1,34
	Saphir			604,3	613	22,51	-1,26
1180	АИ	1	0,98	1682,4	2033	23,99	-3,08
		2	0,34	1806,6	2183	23,94	-1,72
		3	0,29	1692,3	2045	23,97	-2,59
		4	0,57	1745,8	2109	23,99	-2,61
	Saphir			1712,1	2069	23,98	-3,01

Из таблицы видно, что полученные оценки проницаемости, пьезопроводности и скин- фактора, начиная со второго режима исследований, практически не уступают приближениям, полученным на последующих режимах, а также оценкам, полученным с использованием программы Saphir, что сокращает время проведения комбинированных ГДИС и, следовательно, время простоя скважин.

**Выводы.** Предложен новый метод адаптивной интерпретации результатов, комбинированных ГДИС позволяющий получать фильтрационные параметры пласта, определять число режимов исследований и время их завершения в реальном времени по мере поступления исходных данных. На примере ГДИ скважины, оснащенной стационарными измерительными системами, показано целесообразность использования рекуррентных алгоритмов адаптивной идентификации с учетом априорной информации, что позволяет обрабатывать большие объемы данных забойного давления, сократить вычислительные затраты и обеспечивает получить устойчивые оценки, сократить время исследования.

#### Литература

1. Алиев З.С., Гриценко А.И. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Нгуен Т.Х.Ф., Сергеев В.Л. Метод идентификации индикаторной кривой при интерпретации результатов газодинамических исследований скважин // Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов. – 2015. Т. 326. № –12. – С. 54-59.
3. Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивный метод интерпретации газодинамических исследований скважин по индикаторной кривой в условиях неопределенности // Информационные технологии в науке, управлении, социальной сфере и медицине: сборник научных трудов III Международной научной конференции. - Томск: Изд-во ТПУ, 2016. - Ч. 1. - С. 184-186.

4. Гаврилов К.С., Сергеев В.Л. Адаптивная идентификация и интерпретация нестационарных газодинамических исследований скважин газовых и газоконденсатных месторождений // доклады ТУСУРа. – 2014. № –2 (32). – С. 270-275.
5. Сергеев В.Л., Нгуен Т.Х.Ф. Рекуррентные алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации кривой восстановления давления скважин газовых месторождений // XII Международная научно-практическая конференция: Электронные средства и системы управления, 2016. С – 166-168.

### ПОГРУЖНОЙ БЕСШТАНГОВЫЙ НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ С ЛИНЕЙНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

М.Н. Никитин, В.Г. Тимошенко

Научный руководитель – профессор В.Н. Ивановский

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

В условиях кратного снижения мировых цен на нефть добыча нефти из малодебитных обводненных скважин становится нерентабельной. В настоящее время фонд нефтяных скважин с дебитом менее 25 м<sup>3</sup>/сут. составляет порядка 50% от всего фонда скважин. На рис. 1 показано распределение малодебитного фонда скважин по основным способам добычи [6] и их характерные недостатки.



Рис.1 Распределение малодебитного фонда скважин по способам добычи

Указанные недостатки обуславливают поиск альтернативных способов добычи. Одним из таких направлений является применение насосных установок возвратно-поступательного действия с погружным электродвигателем. Перспективным направлением в данной области является система, состоящая из поршневого насоса с маслonaполненным погружным линейным электродвигателем (ПЛЭД).

В настоящий момент разработкой насосной установки с линейным электродвигателем занимаются ряд как отечественных, так и зарубежных компаний.

Ведущими отечественными компаниями в данной области являются: корпорация «Триол», которая представила на рынке свою установку электро-плунжерного насоса (УЭПН) [6] и ООО «Центр ИТ» с разработкой «Установка насосная с линейным приводом (УНЛП)» [5]. Также разработкой подобной установки занимается китайская компания «Хайлу» (КНР компания «Хайлу», представитель в РФ компания «КитСтройСервис») [4].

Эти проблемы в совокупности существенно влияют на энергоэффективность и срок службы всей установки.

Использование таких узлов, как поршневой насос двустороннего действия, маслonaполненный ПЛЭД и его уплотнительный узел поможет решить представленные проблемы и существенно повысить энергоэффективность и надежность всей установки. Таким образом, была разработана принципиальная схема скважинного поршневого насоса с ПЛЭД (рис. 2).

Применение поршневого насоса двустороннего действия исключает наличие холостого хода и, соответственно, дает более равномерную загрузку ПЭД, что позволит уменьшить его мощность, а значит – габариты.