Министерство образования и науки Российской Федерации Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего профессионального образования «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



ИнститутПриродных ресурсовНаправление подготовкиНефтегазовое делоКафедраГеологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ КОМБИНИРОВАННЫХ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

УДК <u>622.24:532.5-047.37</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ5Г	Крайнов Александр Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор каф. ГРНМ	Сергеев В.Л.	д. т. н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к. э. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент каф. ЭБЖ	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. препод. каф. ИЯПР	Баранова А.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Заведующий кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ГРНМ	Чернова О.С.	к.г-м.н., доцент		

Оглавление

Введение1	4
1 Проблемы и перспективы развития методов идентификации и	
интерпретации газодинамических исследований скважин 1	6
1.1 Традиционные графоаналитические методы интерпретации ГДИС 1	6
1.1.1 Установившиеся режимы1	6
1.1.2 Влияние различных факторов на форму индикаторной кривой 2	7
1.1.3 Неустановившиеся режимы 2	8
1.1.4 Влияние различных факторов на форму КВД 3	5
1.1.5 Учет притока газа к скважине после ее закрытия 3	8
1.2 Методы идентификации и интерпретации на основе интегрированных	
моделей ИД и КВД 4	2
1.3 Современные адаптивные технологии интерпретации ГДИС по ИД и	
КВД4	7
1.4 Проблемы идентификации и интерпретации ГДИС 5	1
2 Модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации	
комбинированных ГДИС по ИК и КВД5	2
2.1 Модели и алгоритмы адаптивной идентификации и интерпретации	
ГДИС по ИК с размножением данных по степенному закону 5	2
2.2 Модели и алгоритмы адаптивной системной идентификации и	
интерпретации комбинированных ГДИС по ИК и КВД с переменными	
параметрами и с учетом дополнительной априорной информации 5	9
2.3 Выводы	6
3 Исследование точности интерпретации комбинированных ГДИС газовых	И
газоконденсатных месторождений Западной Сибири 6	8
3.1 Анализ точности моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации	
ГДИС по ИК с размножением данных7	0
3.2 Анализ точности моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации	
комбинированных ГДИС7	4

3.3	Выводы	78
4 Фı	инансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	80
5 Co	оциальная ответственность	88
5.1	Производственная безопасность	88
4	5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды и обоснование)
меро	оприятий по их устранению	89
4	5.1.2 Анализ опасных факторов производственной среды и обоснование	•
меро	оприятий по их устранению	97
5.2	Экологическая безопасность 1	.00
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях1	.01
5.4	Правовые вопросы и организационные мероприятия обеспечен	ия
безо	опасности 1	.03
Закл	тючение 1	.06
Спи	сок публикаций 1	.08
Спи	сок использованных источников 1	.09
При	ложение А. Глава вторая. Модели и алгоритмы адаптивной	
иден	нтификации и интерпретации комбинированных ГДИС по ИК и КВД 1	10

Введение

Углеводородное сырье относится к ценным невосполняемым ресурсам. Поэтому крайне важным является выбор рациональной системы разработки месторождений, которая во многом определяется объемом и точностью информации о параметрах продуктивного пласта и свойствах флюида. Промыслово-исследовательские работы на скважинах – геофизические, гидродинамические и газоконденсатные исследования являются основополагающими способами получения этой информации.

Основным методом изучения состояния системы «пласт-скважина» на сегодняшний день является исследование газовых скважин на установившихся режимах фильтрации. Результаты такого исследования позволяют определить потенциальные возможности скважины по добыче газа и конденсата, оценить продуктивную характеристику скважины. Помимо этого, данный метод позволяют установить максимально допустимую пластовую депрессию, температурный режим и условия безводной и безгидратной работы скважины.

Однако определение фильтрационно-емкостных свойств пласта с помощью индикаторной диаграммы уже давно считается неприемлемым. Даже на нефтяных скважинах погрешность их определения превышает 100%.

Помимо этого, важным является точное определение коэффициента фильтрационного сопротивления В, который используется при интерпретации КВД. Также коэффициент фильтрационного сопротивления В может быть использован для расчета D-фактора, определяющего пропорциональность расходу части интегрального скин-фактора, отвечающей за скоростные потери газа.

Исследования же на неустановившихся режимах фильтрации фильтрационно-емкостные позволяют определить энергетические И состояние призабойной параметры пласта, 30ны: гидропроводность, проницаемость, пластовое давление, скин-фактор и т.д.

При этом традиционные методы интерпретации комбинироанных ГДИС обладают рядом существенных недостатков. Так, во-первых, планирование исследований до их проведения приводит к простоям скважин и, связанным в том числе с этим, значительным материальным затратам. Вовторых, традиционные графоаналитические методы интерпретации ГДИС не позволяют оперативно определять параметры продуктивных пластов и скважин в процессе проведения исследований в режиме реального времени без участия квалифицированного специалиста (интерпретатора).

Вместе с тем в настоящее время увеличивается число интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационноизмерительными системами, что позволяет получать данные в режиме реального времени. По этой причине сегодня требуются новые технологии проведения исследований и их интерпретации.

Целью данной работы является разработка моделей и алгоритмов адаптивной идентификации и интерпретации комбинированных ГДИС по индикаторной диаграмме и кривой восстановления давления, повышения точности оценок параметров газовых пластов и сокращения времени простоя скважин.

В рамках обозначенной цели рассматривались следующие задачи:

- Разработка моделей и алгоритмов адаптивной интерпретации ИК с учетом дополнительной априорной информации и с размножением промысловых данных забойного давления и дебитов скважины.
- 2. Разработка и исследование алгоритмов адаптивной интерпретации КВД с учетом переменного дебита скважины до ее остановки и результатов интерпретации ИК.
- 3. Разработка и исследование алгоритмов и программных средств процесса адаптивной интерпретации комбинированных ГДИС(ИК-КВД).

Аннотация

При исследовании скважин газовых газоконденсатных И месторождений обязательным является проведение комбинированных (ИД-КВД) газодинамических исследований. В настоящее время увеличивается число интеллектуальных скважин, оснащенных стационарными информационно-измерительными системами, которые позволяют получать забойные параметры скважины в режиме реального времени. Однако подходы к проведению исследований и их интерпретации до сих пор принципиально не меняются. Исследовательские работы, в основном, направлены на улучшение традиционных методов, которые предполагают планирование исследований заранее. При этом планирование исследований до их проведения зачастую приводит к простою скважин, что связано со значительными материальными затратами.

В связи с этим целью данной работы было поставлено создание и исследование алгоритмов, моделей и программных средств реализации адаптивной идентификации и интерпретации комбинированных газодинамических исследований скважин, позволяющих получать более точные оценки параметров газоносных пластов и значительно сокращать время простоя скважин.

Объектом исследования являются результаты комбинированных газодинамических исследований скважин газоконденсатных месторождений севера Тюменской области.

Первый раздел магистерской диссертации описывает проблемы и перспективы методов идентификации развития И интерпретации газодинамических исследований скважин. При ЭТОМ выделен ряд существенных недостатков традиционных методов. Так, помимо упомянутого выше простоя скважин, невозможность определения параметров пласта по мере поступления исходных данных не позволяет применять их В современных системах оперативной обработки данных интеллектуальных

скважин. Однако описанный в разделе метод адаптивной интерпретации решает эту проблему, обеспечивая возможность определения параметров пласта и времени завершения исследований непосредственно в процессе их проведения в режиме реального времени. Вместе с тем ставится задача организации совместной обработки ИД и КВД, создания соответствующих моделей и адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации.

Bo втором разделе представлено описание непосредственно алгоритмов и моделей адаптивной идентификации и интерпретации ГДИС по ИД с размножением данных и всего комплекса комбинированных ГДИС по ИД и КВД с переменными параметрами и учетом дополнительной априорной информации. Приведенная система взаимодействующих моделей ИД и КВД позволяет определять искомые параметры (коэффициенты фильтрационного сопротивления, пластовое давление, проводимость, пьезопроводность, общий и механический скин-фактор скважины), необходимое число режимов и время завершения гидродинамических исследований. Вместе с тем использование дополнительной априорной информации и процесса системной интеграции моделей ИД и КВД позволяет получать более точные и устойчивые оценки параметров. При этом сокращение количества режимов исследований по ИД и сокращения времени записи КВД позволяет существенно сократить материальные затраты, связанные с простоем скважин.

В третьем разделе проведено исследование точности интерпретации комбинированных ГДИС на примере газовых И газоконденсатных месторождений Западной Сибири. Здесь интерпретация проводилась как традиционными методами, в т.ч. с применением ПК Saphir, так и современными методами адаптивной идентификации и интерпретации с переменными параметрами, размножением данных и учетом дополнительной априорной информации. Полученные результаты показывают, что предложенный в работе метод позволяет определять параметры пласта, число продолжительность режимов исследования и записи КВД по мере поступления исходных данных, что может быть реализовано непосредственно

в процессе проведения исследования в режиме реального времени с применением современных средств обработки данных интеллектуальных скважин. При этом данное преимущество позволяет значительно сократить время простоя скважин. Так же из результатов видно, что за счет учета дополнительной априорной информации точные и стабильные оценки параметров пласта могут быть получены начиная уже со второго режима исследований. Еще одним значимым преимуществом является то, что метод может быть реализован без участия квалифицированного интерпретатора.

четвертом разделе представлено определение ресурсной B И экономической эффективности применения предложного в работе метода. Так как одним из главных преимуществ метода является сокращение простоя скважин, в работе приведен расчет снижения материальных потерь при сокращении продолжительности исследований на 24 часа. Так, во-первых, сокращение расходов непосредственно рассчитано на проведение исследований. В данные расходы были включены заработная плата и страховые выплаты, амортизационные отчисления, расходы на материалы, прочие и накладные расходы. Во-вторых, была рассчитана выручка, недополученная в результате прекращения работы скважины на период исследования. Результаты показывают, что именно недополученная выручка составляет основную долю (98%) материальных потерь.

Пятый раздел работы посвящен социальной ответственности при проведении газодинамических исследований скважин. Проведен анализ воздействия и средств индивидуальной и коллективной защиты от вредных и опасных производственных факторов. Наиболее вредным фактором при проведении ГДИС является воздействие природного газа и сопутствующих веществ, попадающих в рабочую зону в результате утечек или в процессе отбора проб. Описаны источники и воздействие механической опасности, правило электро- и пожаробезопасности. Рассмотрены влияние исследований на окружающую среду и мероприятия по ее охране. Выделены наиболее типичные чрезвычайные ситуации, меры по их предупреждению и

ликвидации. Помимо этого, рассмотрены организационные и юридические аспекты обеспечения безопасности при проведении исследований скважин.

Models and algorithms for adaptive identification and interpretation of combined gas well tests by IPR curve and pressure buildup curve

1 Models and algorithms for adaptive identification and interpretation of gas well deliverability tests by IPR curve with generating data by power law

The basis to develop algorithms for gas well deliverability test data interpretation is an integrated system of IPR curve models with variable parameters dependent on the number of the test stage, and takes into account of generated values of squared bottomhole pressure y_j , additional a priori data on the formation pressure $\overline{p}_{r,n}^2$ and flow coefficients $\overline{a}_n, \overline{b}_n$:

$$\begin{cases} y_{i}^{*} = p_{r,i}^{2} - a_{i}q_{i} - b_{i}q_{i}^{2} + \xi_{i} = y_{i} + \xi_{i}, i = \overline{1, n}, \\ y_{j} = y_{j} + \eta_{j}, \overline{p}_{r,n}^{2} = p_{r,n}^{2} + v_{n}, j = \overline{1, l}, \\ \overline{a}_{n} = a_{n} + \varepsilon_{1,n}, \overline{b}_{n} = b_{n} + \varepsilon_{2,n}, n = \overline{2, nk}, \end{cases}$$
(1)

where $y_i^* = p_{w,i}^2, q_i$ – values of squared bottomhole pressures and flow rates obtained at test stage number *i*;

 $\overline{p}_{r,n}^2, y_j = p_{w,j}^2$ – estimates of formation pressure and generated values of squared bottomhole pressures;

 $y_j = p_{r,j}^2 - a_j q_j - b_j q_j^2$ – values of squared bottomhole pressures given by model (1.2) with generated values of flow rate q_j ;

nk – unknown parameter that determines the number of test stages of well n to ensure the required accuracy of the formation pressure estimate and flow coefficients p_r^2 , a, b;

 $\xi_n, \eta_l, v_n, \varepsilon_{1,n}, \varepsilon_{2,n}$ – random variables, i.e. errors in measurements, recovery data, and estimates of flow coefficients, as well as deficiencies of gas filtration models etc.

The additional data on formation pressure $\overline{p}_{r,n}^2$ and parameters estimates $\overline{\lambda}_n$ and $\overline{\gamma}_n$ of model (1.11) can be obtained by solving the following optimization problem:

$$\overline{\boldsymbol{a}}_{n} = \arg\min_{\boldsymbol{a}} \sum_{i=1}^{n} f(q_{i}^{*} - \alpha_{1}(\alpha_{2} - y_{i}^{*})^{\alpha_{3}})$$
(2)

where $\arg\min_{x} f(x)$ is minimum point x^* of function $f(x) (f(x^*) = \min_{x} f(x))$;

 $\overline{a}_n = (\overline{p}_{r,n}^2, \overline{\lambda}_n, \overline{\gamma}_n) - a$ vector of estimates;

f is a known function. The additional data on flow coefficients \bar{a}_n, \bar{b}_n can be obtained from the system of linear equations:

$$z_i = aq_i + bq_i^2, i = \overline{1, n}$$
(3)

which is the result of grouping models (1.2),(1.11) for depression $p_r^2 - p_w^2$ where $z_i = \overline{\gamma}_n \sqrt{q_i / \overline{\lambda}_n}$, q_i is a value of the flow rate obtained at test stage number *i*;

 $\overline{\lambda}_n, \overline{\gamma}_n$ are optimal estimates obtained by solving problem (2).

The optimal values of squared formation pressure $p_{r,n}^2$ and flow coefficients a_n, b_n of model (1) represented for convenience as matrix

$$\begin{cases} \mathbf{y}_{k} = F_{k} \mathbf{a}_{k} + \mathbf{\xi}_{k}, k = \overline{1, n+l}, \\ \overline{\mathbf{a}}_{k(n)} = \mathbf{a}_{k} + \mathbf{\eta}_{k}, n = \overline{3, nk}, \end{cases}$$
(4)

are calculated using the method of adaptive identification by solving optimization problems (5),(6)

$$\boldsymbol{\alpha}_{k}^{*}(\boldsymbol{\beta}_{k},\boldsymbol{h}_{k}) = \arg\min_{\boldsymbol{\alpha}_{k}}(J_{0}(\boldsymbol{\alpha}_{k},\boldsymbol{h}_{k}) + J_{a}(\boldsymbol{\alpha}_{k},\boldsymbol{\beta}_{k})),$$
(5)

$$\boldsymbol{\beta}_{k}^{*}, \boldsymbol{h}_{k}^{*} = \arg\min_{\boldsymbol{\beta}_{k}, \boldsymbol{h}_{k}} J_{0}(\boldsymbol{\alpha}_{k}^{*}(\boldsymbol{\beta}_{k}, \boldsymbol{h}_{k}))$$
(6)

where $\mathbf{y}_k = (y_k, k = \overline{1, n+l}, n = \overline{3, nk}) = (y_i^*, y_j, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, l}, n = \overline{3, nk})^T$ is a combined vector of initial data and generating data on squared bottomhole pressures;

 $F_k = (\varphi_n, \varphi_l)^T, k = \overline{1, n+l}, n = \overline{3, nk} - \text{a combined matrix of vectors } \varphi_n = (1, q_i, q_i^2), i = \overline{i, n}$ and $\varphi_l = (1, q_j, q_j^2), j = \overline{1, l};$

 $\mathbf{a}_k = (\alpha_{1,k} = p_{r,k}^2, \alpha_{2,k} = a_k, \alpha_{3,k} = b_k), k = \overline{1, n+l} - \text{a combined vector of parameters}$ $(\mathbf{a}_i, \mathbf{a}_j, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, l})^T$ of initial data and generating data;

 $\overline{a}_{(n)} = (\overline{\alpha}_{1,k} = \overline{p}_{r,k}^2, \overline{\alpha}_{2,k} = \overline{a}_k, \overline{\alpha}_{3,k} = \overline{b}_k)_{(n)} - a$ vector of additional a priori data obtained at stage number *n*;

$$J_0(\boldsymbol{\alpha}_k) = \sum_{k=1}^{n+l} \omega_k(h_k) \cdot \psi_0(y_k - \boldsymbol{\varphi}_k^T \boldsymbol{\alpha}_k), J_a(\boldsymbol{\alpha}_k^*, \boldsymbol{\beta}_k) = \sum_{j=1}^{3} \beta_{j,k} \psi_a(\omega_{j,k} \overline{\boldsymbol{\alpha}}_{j,k} - a_{j,k}) - \text{measures of}$$

model (6);

 $\beta_k = (\beta_{j,k}, j = \overline{1,3})$ – a vector of control parameters defining the importance (weight) of additional a priori data $\overline{\alpha}_{j,k}, j = \overline{1,3}$;

 ψ_0, ψ_a are known functions;

 $\omega_k(((k-i)/h_k), i = \overline{1, n+l-1}, k = \overline{1, n+l})$ – a weighting function with decay parameter h_k to secure adaptive identification and interpretation ($\omega(x_1) < \omega(x_2), x_1 < x_2$);

 $kr_{j,k}$ – an adjustment parameter for additional data $\overline{\mathbf{a}}_{k(n)}$.

The solution on the time for deliverability test with the resulting IPR curve to be completed can be taken via visual analysis of the graph (see figures 2-4) or using the criterion for estimates stabilization, where nk is such test stage k that

$$\left| (\alpha_{j,k}^*(\beta_{j,k}^*, h_k^*) - \alpha_{j,k-1}^*(\beta_{j,k-1}^*, h_{k-1}^*)) / \alpha_{j,k}^*(\beta_{j,k}^*, h_k^*) \right| \le \varepsilon_j, \ j = \overline{1,3}, \ k = k_0, \ k_0 + 1, \dots$$

is a valid inequality, where ε_i is required accuracy.

It is noteworthy that there are many strategies to generate data of IPR curve $y_i^* = p_{r,i}^2, q_i, i = \overline{1,n}$ to define values of additional flow rates q_j and bottomhole pressures $y_j = p_{w,j}^2, j = \overline{1,l}$ (1). In this research we use a simple method to generate data of the IPR curve that the total number of data n+l is doubled n=l,

$$P_{w,j} = P_{w,i} + \Delta_i = P_{w,i} + (P_{w,i+1} - P_{w,i})/2 , q_j = \overline{\lambda}_n (\overline{p}_{r,n}^2 - p_{w,j}^2)^{\gamma_n}, j = \overline{2,n}$$

where $\overline{p}_{r,n}^2, \overline{\lambda}_n, \overline{\gamma}_n$ are the estimates of power law parameters for gas filtration (1.11) obtained by solving problem (2).

The algorithm given below represents the method of adaptive interpretation of the IPR curve with generating data:

1. Forming combined vector $\mathbf{y}_k(1)$ of initial and generating data $q_j, p_{w,j}^2$ (8), beginning with the minimum number of test stage n = 2.

2. Defining the vector of additional data $\overline{a}_{k(n)} = (\overline{a}_{1,k} = \overline{p}_{r,n}^2, \overline{a}_{2,k} = \overline{a}_k, \overline{a}_{3,k} = \overline{b}_k)_{(n)}$ by solving problem (2) and system of linear equations (3).

3. Selecting measures of model (4) quality $J_0(\boldsymbol{\alpha}_k, \boldsymbol{h}_k), J_a(\boldsymbol{\alpha}_k, \boldsymbol{\beta}_k)$.

4. Solving problems (5), (6) using the appropriate method of function optimization.

5. Checking condition (7): if the condition is fulfilled, the test is completed; if condition (7) fails to be fulfilled, the next test stage n+1 is arranged, and one should start new research with step 1 of the algorithm.

The results of a case study of the deliverability test with the resulting IPR curve run in wells 1 and 2 of the Urengoy gas and condensate field are given in figures 1-4 and tables 1, 2.

For example, figure 1 shows the IPR curves for wells 1 and 2, initial data on five test stages and generating data on bottomhole pressure and the flow rate.



Figure 1 – Initial and generating data (Δ) of Figure



13

Figures 2-4 show the estimates of formation pressure and flow coefficients of well 1, which are obtained using the following techniques:

1. the method of adaptive interpretation (MAI) (5) with quadratic measures of quality $\psi_0(x) = \psi_a(x) = x^2$ by solving the system of linear equations when $\mathbf{kr}_k = (kr_{j,k}, j = \overline{1,3})$ and $\beta_{j,k} = \beta_k, j = \overline{1,3}$.

$$(F_{k}^{T}W_{k}(h_{k}^{*})F_{k}+\beta_{k}\mathbf{I})\boldsymbol{a}_{k}^{*}(\beta_{k}^{*},h_{k}^{*}) = (F_{k}^{T}W_{k}(h_{k}^{*})\mathbf{y}_{k}+\beta_{k}^{*}\cdot\mathbf{kr}_{k}\cdot\overline{\boldsymbol{a}}_{k(n)}), k(n)=2n, \ k=4,5,\dots,nk \quad (9)$$

where the estimates of control parameter β_k^* and decay parameter h_k^* are defined by solving problem (6) using the downhill simplex method;

 $W(h_k^*) = diag(\exp((k-i)/h_k^*), i = \overline{1, 2n-1})$ is a diagonal matrix of weighting function values;

2. the least squares method (LSM) from (9) with $\beta_k^* = 0, \overline{a}_{k(n)} = 0$



3. the regularized least squares method (RLSM) from (9), with $\bar{\alpha}_{k(n)} = 0$.

Figure 3 – Estimates of flow coefficients a Figure 4 – Estimates of flow coefficients b in well 1 in well 1

Table 1 shows the estimates of flow coefficients and the formation pressure of well 1 given by different methods.

Table 2 gives the estimates of the formation pressure and flow coefficients $\overline{a}_{k(n)} = (\overline{\alpha}_{1,k} = \overline{p}_{r,n}^2, \overline{\alpha}_{2,k} = \overline{a}_k, \overline{\alpha}_{3,k} = \overline{b}_k)_{(n)}$ of wells 1 and 2, which are used as additional data in (1) and obtained by solving optimization problem (2) using Gauss-Newton method with $f(x)=x^2$ and the system of linear equations (3).

Number of the test	The total amount	The total amount Method		Flow coeffic	Formation pressure estimate	
stage (n)	of data	wicthou	$a^* = \alpha^*_{2,k}(\beta^*_k, h^*_k)$,	$b^* = \alpha^*_{3,k}(\beta^*_k, h^*_k),$	$p_{r,n}^* = \alpha_{1,n}^*(\beta_n^*, h_n^*),$	
	(n+1)		atm ² /(thousand	atm ² /(thousand	atm	
			m ³ /day)	$m^3/day)^2$		
	4	MAI	68,946	0,27598	290,796	
2		LSM	73,018	0,26637	291,526	
		RLSM	20,435	0,38926	281,848	
	6	MAI	68,210	0,29952	292,269	
3		LSM	64,580	0,30625	291,434	
		RLSM	29,748	0,37209	283,458	
		MAI	78,432	0,26463	293,155	
4	8	LSM	171,571	0,11765	317,287	
		RLSM	70,963	0,27660	291,165	
		MAI	88,974	0,23809	294,626	
5	10	LSM	189,760	0,08333	321,264	
		RLSM	80,811	0,25000	292,252	

Table 1 – Flow coefficients and formation pressure estimates of well 1

Table 2 – Additional data

			Flow coefficients			
Number of the test stage (n)	Well	Formation pressure $\overline{p}_{r,n}$, atm	\overline{a} , atm ² /(thousand m ³ /day)	\overline{b} , atm ² /(thousand m ³ /day) ²		
2	1	226,3	29,866	0,23840		
	2	286,8	46,844	0,32772		
3	1	225,7	29,001	0,23406		
5	2	285,2	31,319	0,38070		
4	1	225,3	23,875	0,25546		
4	2	286,8	49,194	0,32053		
5	1	225,3	24,810	0,25108		
	2	289	61,940	0,29035		

As can be seen in figures 2–4 and table 1, the suggested method of adaptive interpretation of the IPR curve with generating data as well as taking into account additional data allows obtaining more accurate estimates of the formation pressure and flow coefficients with less amount of field data, compared to the method of least squares. For example, for the adaptive interpretation method, three test stages are enough (see figures 2–4 and table 1).

2 Models and algorithms for adaptive system identification and interpretation of combined gas well tests by IPR curve and pressure buildup curve with variable parameters and with regard to additional a priori data

Introduction of the pseudo-pressure function, as well as the averaging of the fluid properties in the range of possible changes in the thermobaric conditions, allows us to generalize the analytical dependencies used for the liquid on the conditions of the gas-bearing formation, and also use a full arsenal of methodological tools in gas wells.

However, if it is necessary to take into account more reliable data on physical properties of the pressure gas, and the piezoconductivity of the reservoir can not be regarded as a constant, a reliable estimate of the parameters of the formation is possible only by combining it on the basis of a numerical model describing filtration processes in the collector. However, this does not completely exclude the diagnosis of the main flow regimes and the model of the "well-reservoir" system using a logarithmic derivative.

The use of multicyclic well tests by the "IPR-PBC" technology for a liquid is only an additional means to improve the reliability of the results. The use of such technologies is a required condition in gas reservoirs. The nonlinearity of the filtration law necessitates a complex analysis of the results of multicyclic combined well tests. It proves itself as an additional skin factor proportional to the flow rate. The coefficient of proportionality is known as the "D-factor".

To estimate the value of the D-factor the value of the integral skin factor S_i is determined in several cycles of pressure buildup differing in the flow rate Q_{cmi} .

Points with coordinates $\{Q_{cmi}, S_i\}$ are applied to a cross-plot and approximated by a linear relationship. The tangent of slope of this linear relationship is numerically equal to the value of D-factor.

As mentioned above, a significant effect on the behavior of the gas-bearing formation in the course of well testing is exerted by a significant dependence of the gas density on the pressure, and at high rates - the nonlinearity of the filtration law also. For this reason, the integral skin-factor is related to the flow rate. To research this relationship, well tests are needed on several test stages that are characterized by depressions on bottomhole formation zone. If you evaluate the skin-factor only by one cycle, then it will usually be abnormally high even in the absence of significant contamination of the bottomhole zone.

In general, the interpretation is realized in the following sequence:

1. At the first stage, the traditional interpretation of the long pressure buildup curve is performed, with identification of the radial flow and the determination of the formation's filtration parameters. An example of such an interpretation is shown in figure 5.



Figure 5 – The process of traditional interpretation on the derivative plot (a) and Horner plot (b)

2. Then, the history of the whole well test is restored using the obtained parameters, as shown in figure 6. As can be seen in the figure, the obtained model is consistent with the results of measurements only within the cycle, on which the interpretation occurred.

3. Other cycles will be characterized by their own integral skin factors. In this case, for all pressure buildup cycles, an integral skin factor is selected that ensures consistency during the radial flow period, as presented in Figure 7.



Figure 6 – Overlaying the obtained model with the well history



Figure 7 – Comparison of results on a semilog plot

4. The dependence of the integral skin factor on the flow rate is constructed, as in figure 8. In this case, the value cut by the continuation of the straight line on the ordinate axis will be the true skin-factor, and the tangent of slope – searched D-factor.



Figure 8 – Dependence of the integral skin-factor on flow rate

5. The obtained result can be analyzed by the model's consistency with the results of measurements, as well as in 2nd paragraph. This process is demonstrated in figure 9. The model coincides with the history of the bottomhole pressure changing at all cycles now.

In this dissertation, offered and researched a new method of interpretation of the results of combined well tests based on adaptive interpretation technology. It allows obtaining reservoir filtration parameters, determining the number of test stages and the time of their completion in real time as the initial data arrive.



Figure 9 – Adjustment of the model with an integral skin-factor that depends on the flow rate to the history

Models and algorithms for adaptive interpretation of combined gas well tests. The developed method is based on an integrated system of IPR curve of Forchheimer models with variable parameters dependent on the number of the test stage, with regard to expert's evaluation of reservoir pressure.

$$\begin{cases} y_{_{IPR},n}^{*} = p_{r,n}^{2} - a_{n}q_{n} - b_{n}q_{n}^{2} + \xi_{n}, \\ -\frac{2}{p_{r,(n-1)}^{2}} = p_{r,n}^{2} + \eta_{n}, n = 1, 2, 3, ..., n_{k}, \end{cases}$$
(10)

and integrated system of PBC models with variable parameters dependent on time and taking into account additional a priori data

$$\begin{cases} y_i^* = \alpha_{1,i} + \alpha_{2,i} \lg(t_i) + \xi_i, \\ \overline{\sigma}_i = \sigma_i + \eta_{1,i}, \overline{\chi}_i = \chi_i + \eta_{2,i}, \ i = 1, 2, 3, \dots, n_t, \end{cases}$$
(11)

where $y_{_{IPR},n}^* = p_{_{W,n}}^2, q_n$ – values of squared bottomhole pressures and flow rates obtained at test stage number n;

 $\overline{p}_{r,(n-l)}^2$ – expert estimates of formation pressure;

 n_k – the number of well test stages;

 $y_i^* = p_{w,i}^2$ – values of square of bottomhole pressures PBC at time t_i ;

$$\alpha_{1,i} = P_{w,0}^2 + \alpha_{2,i} \lg \left(\frac{2,25\chi_i}{r_{w,mod}^2} \right) + b_n q_n^2, \quad \alpha_{2,i} = \frac{2,3q_n T_r z \rho}{2\pi\sigma_i T_{st}};$$

 $\sigma_i = k_i h / \mu, \bar{\sigma}_i$ – conductivity coefficient and its expert estimate;

 $\chi_i = k_i p_r / m \mu_r$, $\overline{\chi}_i$ – piezoconductivity coefficient and its expert estimate;

 $\xi_n, \xi_i, \eta_n, \eta_{1,i}, \eta_{2,i}$ – random variables, i.e. errors in measuring the flow rate and downhole pressure, errors in the expert evaluation of reservoir pressure, and the inaccuracy of the filtration model.

Proposed the following main stages of the algorithm realizing the described method of adaptive interpretation of combined well tests using models (1.2),(1.11):

1. We obtain data on the parameters of the formation using adaptive interpretation (AI) PBC (11) technology after the first test stage by IPR curve (n = 1). The obtained data are used as additional a priori information in IPR curve (10).

2. As a result of the IPR curve interpretation (1) (which starts with the second test stage (n = 2) with the generating bottomhole pressure and flow rate using the power law), we obtain the flow coefficients a_2 μ b_2 .

3. We obtain the values of permeability, reservoir pressure and skin-factor after the second test stage (n = 2) using AI PBC technique (11). Then, if necessary, we continue our research, moving on to the third, fourth, etc. test stage. The decision to complete the well test is taken by analyzing and comparing the obtained estimates of the reservoir parameters with the approximations obtained at all stages of the well test.

Interpretation of the wells of the gas condensate field. The results of the interpretation of combined (IPRC-PBC) well test of a gas well in the Tyumen region are presented in figures 10, 11 and in table 3.



Figure 10 – The result of adaptation of the IPRC-PBC model system obtained by two cycles of pressure buildup



Figure 11 – The combination of the initial data and the model obtained from two (a) and three (b) test stages

Table 3 shows that the obtained estimates of permeability, piezoconductivity and skin factor, begining from the second pressure buildup cycle, are practically equal to results obtained in subsequent pressure buildup cycles, as well as the estimates obtained using the program «Saphir».

Table 3 - The results of the interpretation depending on the number of the test stage and the duration of pressure buildup

Method	Number of the test stage		1	2	3		4	
	Coefficient <i>a</i> , $at^2/(t.m^3/day)$		-	12,34	9,93		12,5	
ISM-IPR	Coeff	icient b, $at^2/(tm^3/day)^2$	-	0,018	0,026		0,019	
	Fo	Formation pressure, at		378,8	378,6		378,9	
	Time h Deremeters		DBC 1	DBC2	DBC 3		PBC 4	
	Time, II	Tarameters	I DC I	T DC 2	TDC 5	Parameters	Time, h	Parameters
	0,25	Permeability, mD	188,8	193,1	181,3	195,4		183,9
ISM-		Piezoconductivity, m ² /sec	3,57	3,65	3,43	3,70	8	3,48
PBC		Skin factor	3,7	4,1	3,7	4,2		3,7
		Permeability, mD	183,3	186,2	185,7	186,5		188,8
	0,5	Piezoconductivity, m ² /sec	3,47	3,52	3,33	3,49	20	3,57
		Skin factor	3,5	3,8	3,5	3,7		3,9
		Permeability, mD				194,2		
Saphir	22	Piezoconductivity, m ² /sec	3,72					
		Skin factor	4,0					

In this regard, it is advisable to stop well testing on the second pressure buildup cycle.

3 Conclusions

1. Formulated the problem of increasing the accuracy of determining the parameters of the IPR curve model during the well test. Offered the method for solving it based on the joint use of the binominal and power-law gas filtration laws with the generating of bottomhole pressure and well flow rate data.

2. The system of IPR curve models with variable parameters that allows integrating the initial and generated bottomhole pressure and well flow data, additional a priori information about well productivity and reservoir pressure, which ensures the process of adaptive identification and interpretation.

3. The presented models and algorithms for adaptive identification and interpretation with the integrated system of IPR curve models make it possible to determine the formation pressure, the flow coefficients, and the necessary number of stages in the course of well testing real-time.

4. While studying the interpretation of combined well tests, we offered a new solution based on the integrated system of interacting IPR curve and pressure

buildup curve models with variable time-dependent parameters, taking into account additional a priori information.

5. Presented the adaptive algorithms for identification of the integrated system of IPR curve and pressure buildup curve models allowing to determine the formation parameters (conductivity, piezoconductivity, reservoir pressure, general and mechanical skin factor of the well), the necessary number of stages and the completion time of well test.

6. Researched the problem of adaptive interpretation of pressure buildup curve under conditions of variable production. Offered a method for its solution based on the use of the superposition method and the method of the correction factor of the effects of wellbore.

Заключение

В ходе работы описаны широко распространенные традиционные методы проведения исследований и их интерпретации. Выделены их принципиальные недостатки. Так, традиционные графоаналитические методы интерпретации ГДИС не позволяют оперативно определять параметры продуктивных пластов и скважин в процессе проведения исследований в режиме реального времени без участия квалифицированного интерпретатора. По этой причине время завершения комбинированных ГДИС планируется заранее, что приводит к простою скважины и, связанным во многом с этим, значительным материальным затратам. Помимо этого, такие методы не позволяют использовать возможности современных средств обработки данных интеллектуальных скважин, доля которых в настоящее время растет.

Поэтому в данной работе предложены новые модели, алгоритмы и программные средства реализации адаптивной интерпретации ИД с учетом дополнительной априорной информации и с размножением промысловых данных забойного давления и дебитов скважины, а также результатов всего комплекса комбинированных ГДИС (ИД-КВД).

Предложенный метод позволяет по мере поступления исходных данных в режиме реального времени:

• получать фильтрационные параметры пласта;

• определять число режимов исследований;

• определять время завершения исследований.

Данное преимущество позволяет существенно сократить продолжительность исследования. В работе проведен анализ точности моделей алгоритмов адаптивной интерпретации И результатов комбинированных ГДИС газоконденсатных месторождений севера Тюменской области. Результаты показывают, что данный метод обеспечивает получение точных и устойчивых оценок коэффициентов фильтрационного сопротивления, пластового давления, проницаемости, скин-фактора И

пьезопроводности без участия квалифицированного интерпретатора, начиная уже со второго режима исследования.

При этом расчет экономической эффективности, на примере одного из месторождений, показал, что сокращение продолжительности исследования на 24 часа только одной скважины снижает материальные затраты более чем на 3 миллиона рублей.

Результаты диссертации докладывались и отмечены дипломом II степени на XXI международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова "Проблемы геологии и освоения недр", г. Томск - 2017г.