

**АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОГНОЗИРУЮЩИХ МОДЕЛЯХ**

**Фам Динь Ан, Донг Ван Хоанг**

Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев

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

Рассматривается задача моделирования и прогнозирования невосстановленных значений забойного давления при гидродинамических исследованиях скважин на не установившихся режимах фильтрации и предлагается метод прогноза забойного давления на основе интегрированных систем моделей с учетом дополнительной априорной информации. Приводится результат прогнозирования невосстановленного участка кривой восстановления давления горизонтальной скважины нефтяного месторождения Тюменской области, показывающий целесообразность использования предложенного метода.

**Введение:** При гидродинамических исследованиях скважин, эксплуатирующих низкопроницаемые коллектора, часто получают невосстановленные кривые восстановления давления (КВД), обработка которых может привести к получению недостоверной информации о состоянии пласта и скважины. В настоящее время большое внимание уделяется феноменологическим моделям для прогнозирования эволюционных процессов жизненного цикла систем (текущая емкость рынка инновационного товара, накопленная добыча нефти и газа в процессе разработки месторождений углеводородов, забойное давление при гидродинамических исследованиях скважин (ГДИС) на не установившихся режимах фильтрации и т.п.). Для решения задачи прогноза невосстановленных значений забойного давления при ГДИС в данной работе предлагается использовать интегрированные системы прогнозирующих моделей (феноменологических и модели КВД с учетом влияния ствола скважины) с учетом дополнительной априорной информации.

**Модели и алгоритмы адаптивной идентификации КВД и прогноза невосстановленного участка забойного давления.** Для адаптивной идентификации КВД и прогноза невосстановленных значений забойного давления при ГДИС используем интегрированную систему моделей на основе прогнозирующих моделей с переменными, зависящими от времени параметрами, с учетом дополнительной априорной информации вида [1]

$$\begin{cases} y^*(t) = f_0(t, \alpha(t)) + \xi_t \\ \bar{z}_{j,t} = f_{a,j}(t, \alpha(t)) + \eta_{j,t}, j = \overline{1, k} \end{cases} \quad (1)$$

где  $\alpha(t) = (\alpha_i(t), i = \overline{1, m})$  – неизвестные однозначные функции времени  $t$ ;  $y^*(t), f_0(t, \alpha(t))$  – фактические и вычисленные на основе модели  $f_0(t, \alpha(t))$  значения забойного давления;  $f_{a,j}(t, \alpha(t)), j = \overline{1, k}$  – модели объектов аналогов, позволяющих учитывать дополнительную априорную информацию  $\bar{z}_{j,t}, j = \overline{1, k}$ , известную к моменту времени  $t$ . Прогнозирующая модель забойного давления и модели объектов аналогов  $f_0(t, \alpha(t)), f_{a,j}(t, \alpha(t))$  – известные функции;  $\xi_t, \eta_t$  – случайные неконтролируемые факторы.

В данной работе в качестве прогнозирующих моделей забойного давления используются феноменологические модели и модель КВД с учетом влияния ствола скважины. Вид моделей представляется в таблице 1.

**Таблица 1**

**Модели для прогноза невосстановленного участка КВД**

Название модели		Вид модели
Феноменологическая модель	Логистическая	$\Delta P_3 = \frac{\alpha_1}{1 + e^{-\alpha_2 t}}$
	Бергаланфи	$\Delta P_3 = \alpha_1 (1 + e^{-\alpha_2 t})^{\alpha_3}$
Модель КВД с учетом влияния ствола скважины (ВСС) [2]		$\Delta P_3 = \left( \frac{1}{1 + e^{-\alpha_3 t}} \right) (\alpha_1 + \alpha_2 \ln(t))$

Примером (1) является интегрированная система модели КВД с учетом дополнительной априорной информации о пластовом давлении:

$$\begin{cases} P_{3,n}^* = f(t_n, \alpha_n) + \xi_n = P_3(t_0) + \left( \frac{1}{1 + e^{-\alpha_{3,n} t_n}} \right) (\alpha_{1,n} + \alpha_{2,n} \ln(t_n)) + \xi_n \\ \bar{P}_{пл} = \int_0^T f(\tau, \alpha_n) d\tau + \eta_{n+\tau} = P_{пл}(\alpha_n) + \eta_n \end{cases} \quad (2)$$

где  $P_{3,n}^*, f(t_n, \alpha_n)$  – фактические и вычисленные на основе модели значения забойного давления к моменту времени  $t_n$ ,  $\bar{P}_{пл}$  – априорная информация о пластовом давлении.

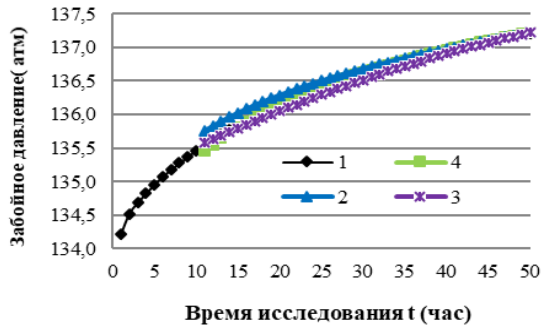
Оценки параметров моделей определяются путем решения оптимизационных задач (3) и (4) методом Гаусса-Ньютона:

$$\alpha_n^* (\beta_n) = \arg \min_{\alpha_n} \Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n) \quad (3)$$

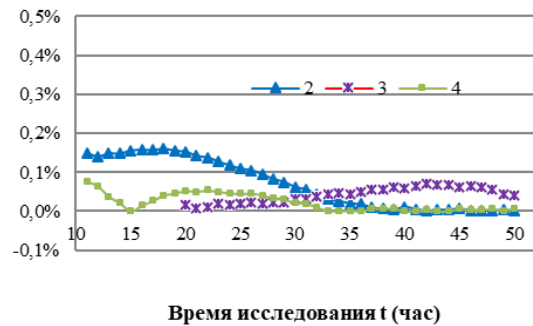
$$\beta_n^* = \arg \min_{\beta_n} (J_0(\alpha_n^*(\beta_n))) \quad (4)$$

где запись  $\arg \min_x f(x)$  означает точку минимума  $x^*$  функции  $f(x)$  ( $f(x^*) = \min_x f(x)$ );  $\Phi(t_n, \alpha_n, \beta_n) = \Phi(J_0(t_n, \alpha_n), J_a(\alpha_n, \beta_n))$  – комбинированный показатель качества интегрированной системы моделей (2), представляющий заданную функцию (функционал)  $\Phi$  от частного критерия качества модели КВД с учетом ВСС  $J_0(t_n, \alpha_n) = \|P_{z,n}^* - f(t_n, \alpha_n)\|_{w(y)}^2$  и частного критерия качества модели пластового давления  $J_a(\alpha_n, \beta_n) = \|\bar{P}_{пл} - P_{пл}(\alpha)\|_{w(\beta)}^2$ ,  $\beta$  – управляющие параметры, определяющие вес дополнительных априорных данных о пластовом давлении.

**Результаты адаптивной идентификации КВД и прогноза невосстановленных значений забойного давления.** На рис.1 и рис.2 приведены результаты прогноза невосстановленных значений забойного давления горизонтальной скважины №1 нефтяного месторождения Тюменской области и их относительные ошибки с использованием прогнозирующих моделей и алгоритмов решения оптимальной задачи (3) и (4) [2]. В качестве дополнительной априорной информации использовалась экспертная оценка пластового давления. Из рис. 1-2 видно, что метод адаптивной идентификации с использованием интегрированными системами прогнозирующих моделей с переменными параметрами и с учетом дополнительной априорной информации позволяет получить прогнозные значения невосстановленного участка КВД с высокой точностью, особенно с моделью КВД с ВСС.



**Рис.1 Фактические (линия 1) и прогнозные значения забойного давления горизонтальной скважины №1 на основе модели Бергаланфи (линия 2), логистическая модель (линия 3), модель КВД с учетом ВСС (линия 4).**



**Рис.2 Относительные ошибки прогнозных значений забойного давления горизонтальной скважины №1 на основе модели Бергаланфи (линия 2), модели логистической (линия 3), модели КВД с учетом ВСС (линия 4)**

В таблице 2 приведены значений относительных ошибок оценок пластового давления, полученных на основе метода адаптивной идентификации (2) с использованием прогнозирующих моделей с учетом ( $\beta_n = \beta_n^*$ ) и без учета ( $\beta_n = 0$ ). Из таблицы 2 видно, что с помощью интегрированной системы прогнозирующих моделей с переменными параметрами можно достаточно точно оценить пластовое давление. Учет и корректировка дополнительной априорной информации о параметрах позволяет существенно повысить точность оценок.

**Таблица 2**

**Относительные ошибки оценок пластового давления**

Априорная информация	Прогнозирующие модели		
	КВД с ВСС	Бергаланфи	Логистическая
$\beta_n = 0$	0,2516	0,1373	0,3801
$\beta_n = \beta_n^*$	0,2512	0,1289	0,3791

**Вывод.** Для решения задачи идентификации процесса восстановления забойного давления предложено использовать интегрированные системы прогнозирующих моделей с зависящими от времени параметрами с учетом дополнительной априорной информации. На примере исследования горизонтальной скважины нефтяного месторождения Тюменской области показано, что предложенный метод адаптивной идентификации позволяет получить прогнозные значения забойного давления невосстановленного участка КВД и определить оценки пластового давления.

#### Литература

- Сергеев В.Л., Нгуен К.Х., Нгуен Т.Х.Ф. Адаптивная идентификация жизненного цикла систем методом интегрированных феноменологических моделей с переменными параметрами // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327. № 12. С. 101 – 109.
- Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорадимального потока // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2017. Т. 328. №10. – С. 67 – 73.

3. Сергеев В.Л. Интегрированные системы идентификации. –Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 198 с.
4. Хасанов М.М., Карачурин Н.А., Тяжев Е.А. Оценка извлекаемых запасов на основе феноменологических моделей // Вестник инженерного центра ЮКОС. – 2001. – № 2. – С. 3–7.
5. Пантелеев А.В., Летова Т.А. Методы оптимизации в примерах и задачах. – СПб.: Изд-во "Лань", 2015. – 512 с.

## МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА В ЗАЛЕЖИ ФУНДАМЕНТА МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР

Фан Куок Хань

Научный руководитель профессор Ю.В. Савиных

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

Трещиноватые коллекторы в гранитоидных породах – новый тип коллектора, который значительно отличается от коллекторов в карбонатных или терригенных породах. Для текущего и перспективного планирования добычи нефти нужно определить поле фильтрации закачиваемой воды и положение искусственного водонефтяного контакта в залеже.

Методы определения водонефтяного контакта (ВНК) и газонефтяного контакта (ГНК) в терригенных и карбонатных коллекторах достаточно изучены. К ним в первую очередь относятся работы Р.А. Резванова, Б.Ю. Вендельштейна, М.А. Токарева, В.П. Савченко, Д. Роччи и др.

Залежь в кавернотрещиноватом гранитоидном фундаменте мезозойского эры месторождения Белый Тигр является уникальной по геологическому строению, запасам и термодинамическим условиям залегания нефти. Месторождение было открыто в 1975 году и введено в разработку в 1986 году. В начале 1993 г. приступили к закачке воды в пласты для поддержания пластового давления выше давления насыщения, однако через три года произошло обводнение продукции некоторых скважин. Поэтому методы определения искусственного водонефтяного контакта (ИВНК) начали широко применять с 1997 г. До настоящего времени, в СП Вьетсовпетро положение ИВНК в залежи фундамента месторождения «Белый Тигр» определялось следующими методами:

- Традиционные методы или эксплуатационный каротаж (Production Logging Test, PLT), который широко применяемый с 1997 г.;

- Метод забойных давлений, который начал применяться с 2004 г.

- Метод термогидродинамической визуализации (ТГДВ), основанный на положении текущего искусственного водонефтяного контакта соседних скважин.

При определении положения ИВНК в залежи фундамента в СП Вьетсовпетро в основном использованы методы традиционного и забойных давлений, а метод ТГДВ – дополнительным.

### Определение ИВНК традиционными методами

Эксплуатационный каротаж – один из традиционных методов определения контакта нефть-вода в нефтяных коллекторах, является основным для залежей фундамента месторождения «Белый Тигр». Этот метод даёт достоверный результат по определенной группе обводнившихся скважин. И так, результаты обработки эксплуатационного каротажа характеризуют только условное положение ВНК. К настоящему времени этим методом проведёно примерно 150 исследований, но они не дали однозначного ответа о положении ВНК.

В скв. 1404 обводнение началось с апреля 1997 г, самая нижняя точка притока соответствует абсолютной глубине 3574 м. Если предположить, что уровень контакта нефть-вода поднялся до 3574 м, то расчетная скорость его подъема по этому методу равна 12 м/мес. Аналогично, в скв. 1415 и 1407 скорости подъема контакта нефть-вода составляют 8,6 и 6 м/мес соответственно. И так, средняя скорость подъема воды составляет примерно 8 м/мес (96 м/год), что не совпадает с историей разработки залежи.

По методу PLT на 01.01.2009 г. среднее условное положение ВНК на Центральном блоке фундамента находится на глубине 3350 м. [1].

В целом в нефтеносном трещиноватом гранитоиде отмечаются самые неожиданные гипсометрические отметки появления воды, а темпы обводнения скважин чрезвычайно разнообразны. Это не позволяет даже качественно использовать традиционные подходы к определению положения ИВНК. В связи с этим в 2004 г. принято решение определить положение ВНК по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах.

### Определение ИВНК методом забойных давлений

Метод забойных давлений для определения контакта нефть-вода, предполагает наличие постоянного градиента давлений между соседней нагнетательной и добывающей скважиной вдоль прямой линии, соединяющей их забои.

На рисунке 1 приведена схема расположения ВНК, рассчитанного по забойным давлениям и методом термогидродинамической визуализации трещин на 01.06.2004 и 01.06.2006 г. Из рисунка 1 видно, что из восьми определений уровня ВНК методом измерения забойных давлений, семь находятся в диапазоне 3430-3540 м с некоторым понижением уровня контакта нефть-вода с севера на юг, только в скв. 1442 положение контакта нефть-вода оказалось ниже на 200 м (на глубине 3740 м).

По проведенному в 2014 г. исследованию, средняя скорость подъема ИВНК по залежи фундамента составила примерно 70 м/год. На рисунке 1 показаны предполагаемые уровни ИВНК на 01.06.2006 и 01.01.2009 г. и, которые явно противоречат фактическому состоянию разработки и обводненности продукции залежи.

Можно сказать, что определение положения контакта нефть-вода по методу PLT также, как и по забойным давлениям в добывающих и нагнетательных скважинах, не смогли ответить на вопрос о реальном положении ИВНК.