

Адаптация модели осуществляется посредством метода Нелдера–Мида при заданных априорных ограничениях.

По результатам адаптации модели оцениваются параметры пласта, строятся графики совмещения реальных данных и смоделированных.

#### **5. Валидация пользователем**

Пользователь анализирует результаты автоматической интерпретации и качество совмещения модели, после чего принимает решение:

1. Валидация не пройдена. Тогда пользователь изменяет положение режимов течения, корректирует интервал адаптации каких-либо параметров и запускает повторную адаптацию.

2. Валидация пройдена. Результаты сохраняются в базу данных.

#### **Выводы**

Разрабатываемая система может позволить существенно сократить трудозатраты при обработке данных КСД, следовательно, привести к увеличению объёма информации по пласту.

На текущий момент осуществляется интеграция разработанного алгоритма и тестирование на реальных данных в корпоративное ПО «ЭРА.ГРАД».

#### *Литература*

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей. Б.м., 2012.

### **АДАПТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ДИАГНОСТИКОЙ И ДЕКОНВОЛЮЦИЕЙ ПОТОКОВ**

*В.Л. Сергеев, Донг Ван Хоанг  
(Томский политехнический университет)*

В настоящее время в связи с широким внедрением стационарных информационно-измерительных систем, позволяющих осуществлять мониторинг гидродинамических параметров нефтяных и газовых пластов в режиме реального времени, требуются соответствующие

методы оперативной обработки результатов гидродинамических исследований (ГДИ). Следует отметить, что традиционный графоаналитический метод выделения потоков в горизонтальных скважинах, основанный на анализе кривой восстановления давления (КВД) и ее производной, вызывает значительные трудности при оперативной обработке результатов ГДИС без участия квалифицированного интерпретатора. Значительные трудности возникают и при интерпретации КВД горизонтальных скважин в случае отсутствия позднего радиального потока.

В основе предлагаемого метода адаптивной интерпретации КВД горизонтальных скважин при отсутствии позднего радиального потока использовано интегральное уравнение Вольтерра 1-го рода:

$$P_{\zeta}(t) = P_3(t_{nl}) + \int_{t_{nl}}^{t_{nk}} q(t-t)f(t)dt, \quad (1)$$

где  $t_{nl}$  – время начала линейного потока;  $q(t-\tau)$  – «искажающая» функция, вызванная наличием горизонтального потока и, возможно, влиянием ствола скважины;  $f(\tau) = \frac{dP_{rp}}{dt}$  – производная забойного давления позднего радиального потока.

Для определения времени начала линейного потока  $t_{nl}^*$  применяется метод оперативной диагностики потоков с использованием оценки радиальной проницаемости  $k_{r,t}^*$  и ее производной, полученных по методу адаптивной интерпретации КВД в процессе проведения гидродинамических исследований. На примере обработки результатов ГДИ ряда горизонтальных скважин нефтяных месторождений показано, что в области раннего и позднего радиального потоков производная радиальной проницаемости равна нулю. В области линейного потока (в средней его части) производная радиальной проницаемости принимает максимальные значения. Модели и алгоритмы метода оперативной диагностики потоков горизонтальных скважин предлагаются и рассматриваются в [1, 2].

Результаты интерпретации КВД двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения Тюменской области с использованием модели (1) при

$$q(t) = 1 - e^{-d(t)\sqrt{r}}, f(t) = \alpha_1(t) \exp(-\alpha_2(t)/t), \alpha_1(t) = \frac{C_s q_0 \mu B}{4\pi k_r(t) h},$$

$$\alpha_2(t) = \frac{\phi \mu \tilde{N}_f r_{i \text{доп}}^2(t)}{4k_r(t)}. \quad (2)$$

и дополнительной априорной информации о пластовом давлении приведены на рис. 1, 2 и в таблице. В (2) приняты следующие обозначения:  $q_0$  – дебит скважины до остановки,  $\phi$  – пористость,  $\mu, B$  – вязкость и объемный коэффициент нефти соответственно;  $r_{i \text{доп}}^2$  – приведенный радиус скважины;  $h$  – толщина пласта;  $C_f$  – общая сжимаемость системы нефти и скелета породы;  $C_s$  – константа, зависящая от используемой системы единиц.

На рис. 1, для примера, приведены данные забойного давления скважин № 1 и 2. Из рисунка видно, что использование модели (1) с переменными параметрами  $d(t), \alpha_1(t), \alpha_2(t)$  (2) позволяет полностью восстанавливать КВД, включая ее начальный участок. На рис. 2 приведены оценки производной радиальной проницаемости  $dk_{r,t} / dt$ .

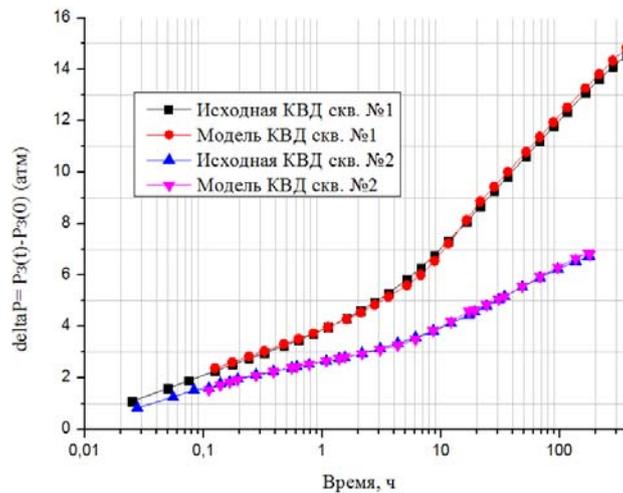


Рис. 1. Кривые восстановления давления скважин № 1 и 2

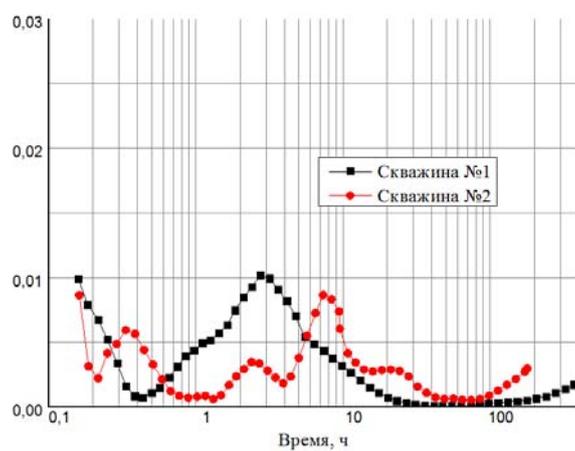


Рис. 2. Оценки производной радиальной проницаемости скважин № 1 и 2

**Результаты интерпретации двух горизонтальных скважин нефтяного месторождения**

Метод интерпретации	Время завершения исследования, ч	Проницаемость раннего радиального потока, $K_{\text{рп}}$ , мД	Проницаемость позднего радиального потока, $K_{\text{пп}}$ , мД	Пластовое давление, атм	Эффективная длина горизонтального ствола, м	Интегральный скин-фактор
<b>Скважина № 1</b>						
Saphir	30	46,9	420	149,3	162	-5,54
АМД	7,4	50,7	417	148,3	164	-5,45
<b>Скважина № 2</b>						
Saphir	50,36	48,3	889	139,5	368	-5,95
АМД	8,35	52,9	885	140,6	365	-5,73

В таблице приведены оценки проницаемости раннего и позднего радиального потоков, полученные с использованием программы Saphir по «полной» КВД с выходом на поздний радиальный поток (см. рис. 1) и методом адаптивной интерпретации с диагностикой потоков и решением задачи деконволюции (АМД) (1), (2). Оценки параметров модели искажающей функции  $d(t)$ , радиальной проницаемости раннего радиального потока  $k_{r,t} = \sqrt{k_{z,t}k_{y,t}}$  и радиальной проницаемости позднего радиального потока  $k_{r,t} = \sqrt{k_{\theta,t}k_{y,t}}$  (2) определялись по технологии адаптивной идентификации [1–3]. Из таблицы видно, что метод адаптивной интерпретации с решением задачи деконволюции позволяет получить оценки радиальной проницаемости позднего радиального потока в процессе проведения исследований в режиме реального времени по короткой невосстановленной КВД на стадии линейного потока (см. рис. 2).

#### *Литература*

1. *Sergeev V.L., Dong Van Hoang.* Adaptive identification and interpretation of pressure transient tests of horizontal wells // Challenges and perspectives. 2016 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. Vol. 43, No 1. Proceedings.
2. *Романова Е.В., Сергеев В.Л.* Адаптивная идентификация кривой восстановления давления горизонтальных скважин с диагностикой потоков // Изв. Томского политехнического университета. 2013. Т. 323, № 5. С. 20–25.
3. *Сергеев В.Л., Ву К.Д.* Адаптивная интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Изв. Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2016. Т. 327, № 9. С. 70–77.

### **О ПРИМЕНЕНИИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ГРУППЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЯНАО РФ**

*Ю.А. Келлер, А.А. Усков (ООО «СИАМ-Мастер»)*

На фоне снижающихся темпов добычи нефти на территории Российской Федерации на первый план выходит применение геолого-технологических мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи пласта. На горизонтальных скважинах традиционно