

**АДАПТИВНЫЙ МЕТОД ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ ДАВЛЕНИЙ  
ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КВД С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

**Бу Куанг Дык**

*Научный руководитель профессор В.Л. Сергеев*

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

Рассматриваются задача интерпретации нестационарных гидродинамических исследований адаптивным методом детерминированных моментов давлений в условиях неопределенности модели влияния ствола скважины и предлагается метод ее решения с использованием интегрированной системы моделей кривой восстановления давления с переменными параметрами. Приводятся результаты интерпретации гидродинамических исследований скважин нефтяного месторождения Тюменской области.

Введение. Для определения фильтрационных параметров и типа пластовой системы в процессе проведения гидродинамических исследований по кривой восстановления давления (КВД) в [1] предложен адаптивный метод детерминированных моментов давлений (ДМД). Однако при обработке коротких недовосстановленные КВД возникает необходимость учета влияния ствола скважины (ВСС). В этой связи, основываясь на результатах работы [2], предлагается метод определения пластового давления и прогнозных значений забойного давления с учетом ВСС, что позволяет существенно расширить возможности адаптивного метода ДМД и значительно сократить время простоя скважин.

**Модели и алгоритмы интерпретации КВД адаптивным методом ДМД.** В основе адаптивного метода ДМД использованы оценки детерминированных моментов давлений  $\mu_k^*(t_n)$ , полученные в моменты времени  $t_n$  [1]

$$\mu_k^*(t_n) = \int_{t_0}^{t_n} (P_{nl,n}^* - P_z^*(t)) t^k dt + \int_{t_n}^T (P_{nl,n}^* - P_z(t_n + \tau)) \tau^k d\tau, k = 0, 1, 2.$$

Оценки пластового давления  $P_{i\bar{e},n}^*$  и прогнозных значения забойного давлений  $P_{\zeta}(t_n + \tau)$  на недовосстановленные участке КВД  $(t_n, T)$  определялись методом интегрированных моделей с использованием уравнения Вольтерра 1 рода [2]

$$P_z(t) = P_z(t_0) + \int_{t_0}^{t_n} q(t - \tau) f(\tau) d\tau \quad (2)$$

при  $q(t) = q_0(1 - \exp(-\alpha_3(t) \cdot t))$ ,  $f(\tau) = \alpha_1(\tau)(\exp(-\frac{\alpha_2(\tau)}{\tau})) / \tau$ , где  $\alpha_j(t), j = \overline{1,3}$  - неизвестные однозначные функции времени.

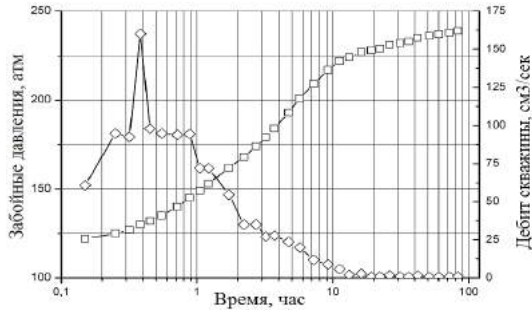
**Результаты интерпретации КВД адаптивным методом ДМД.** Результаты исследований моделей и алгоритмов адаптивного метода ДМД при интерпретации КВД скважины нефтяного месторождения Тюменской области приведены на рис. 1 – 4 и в таблице 1. На рис. 1 приведены фактические значения забойных давлений

$P_{\zeta}^*(t)$  (линия 1) и дебита притока (линия 2), на рис. 2 – 4 приведены оценки гидропроводности  $\sigma^*(t_n)$ , пьезопроводности  $\chi^*(t_n)$  и диагностического коэффициента  $d^*(t_n)$

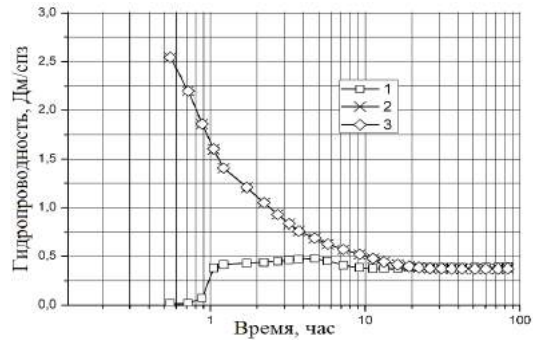
$$\sigma^*(t_n) = \frac{4q_0\mu_1^*(t_n)}{5\pi(\mu_0^*(t_n))^2}, \chi^*(t_n) = \frac{6,4\mu_0^*(t_n)R^2}{\mu_1^*(t_n)}, d^*(t_n) = \frac{\mu_0^*(t_n)\mu_2^*(t_n)}{(\mu_1^*(t_n))^2}$$

полученные из (1), (2) с учетом влияния ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) при  $q(t) = q^*(t)$  и без учета ВСС и УП при  $q(t) = q_0 = \text{const}$  (линия 3).

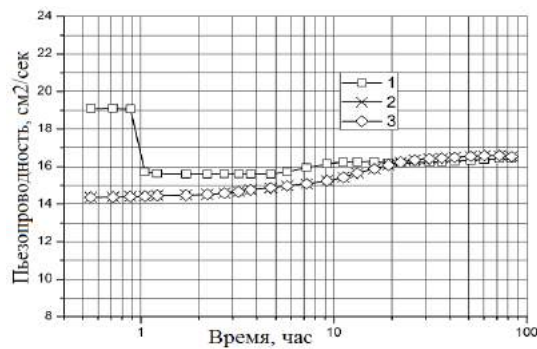
В таблице приведены оценки (3) полученные в момент времени завершения исследований  $t_n^*$ , при котором их относительные ошибки не превышают 5%.



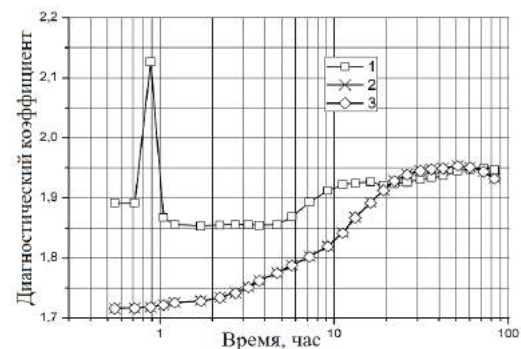
**Рис. 1. Фактические значения забойных давлений (линия 1) и дебита притока (линия 2)**



**Рис. 2. Оценки гидропроводности пласта скважины 335 с учетом влияния ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) и без учета ВСС (линия 3)**



**Рис. 3. Оценки пьезопроводности пласта скважины 335 с учетом влияния ствола скважины (ВСС) (линия 1), с учетом притока (УП) (линия 2) и без учета ВСС и УП (линия 3)**



**Рис. 4. Диагностический коэффициент**

*Таблица*

**Оценки параметров пласта, диагностического коэффициента и момента времени завершения исследований для скважины 335**

Адаптивный метод ДМД	Время исследований, ч	Оценки гидропроводности, пьезопроводности и диагностического коэффициента			Время завершения исследований $t_k^*$ , ч
		$\sigma^*(t_k^*)$ , Дм/спз	$\chi^*(t_k^*)$ , см²/сек	$d(t_k^*)$	
Saphir	72,28	0,38	16,91		
С учетом влияния ствола скважины	1,22	0,41	15,62	1,86	9,22
	9,22	0,38	16,15	1,91	
	22,22	0,38	16,18	1,92	
	72,28	0,39	16,41	1,95	
С учетом притока продукции в скважине	1,22	1,41	14,46	1,73	19,22
	9,22	0,52	15,25	1,82	
	19,22	0,39	16,09	1,93	
	72,28	0,37	16,59	1,94	
Без учета ВСС и ПУ	1,22	1,41	14,46	1,73	22,22
	9,22	0,52	15,24	1,82	
	22,22	0,39	16,23	1,93	
	72,28	0,37	16,53	1,94	

Из рисунков 2–4 и таблицы видно, что адаптивный метод ДМД (1), (2) позволяет определять фильтрационные параметры пласта, диагностический коэффициент и время завершения исследований в процессе их проведения и значительно сократить время простоя скважины.

Литература

1. Сергеев В.Л., Аниканов А.С., Кемерова П.А. Интерпретация нестационарных гидродинамических исследований скважин методом детерминированных моментов давлений // Известия ТПУ. – 2011 – Т. 319 – № 4 – С. 47–50.
2. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 9. – С. 70–77.
3. Сергеев В.Л., Ву К.Д. Оптимизация адаптивных алгоритмов идентификации и интерпретации гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины // Доклады ТУСУРа. – 2016. – № 1. – С. 98–102.

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СКВАЖИНАМИ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ**

**С.И. Губанов**

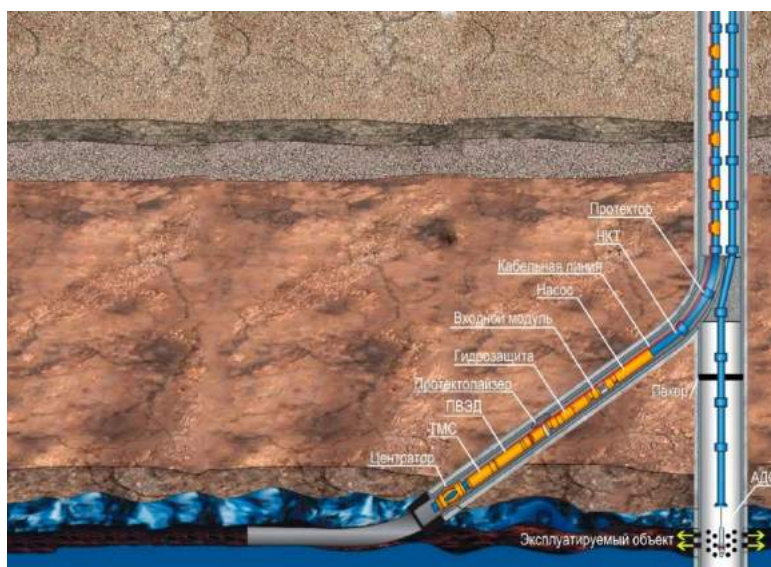
*Научный руководитель доцент В.А. Ольховская*

*Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет», г. Самара, Россия*

Опыт разработки месторождений, расположенных на территории Российской Федерации, в частности, в Самарской области и республике Татарстан, а также месторождений ближнего и дальнего зарубежья указывает на отсутствие универсальных технологий и способов комплексного воздействия на залежи высоковязкой нефти. В ряде случаев при добыче трудноизвлекаемых запасов, высокая вязкость которых имеет существенное влияние на скорость течения углеводородов, применяют тепловые методы и увеличение депрессий на пласт.

Наиболее предпочтительны тепловые методы, которые могут быть реализованы без применения наземных парогенераторов. Если источник тепла находится непосредственно в пласте или в призабойной зоне скважин, это способствует рациональному использованию тепловой энергии для интенсификации добычи нефти и сопровождается значительным сокращением энерго- и ресурсозатрат.

Комплексный подход к разработке месторождений высоковязкой нефти предусматривает вскрытие пласта скважиной с дуальной системой стволов, создание трещин в продуктивном пласте путем интенсивного газодинамического воздействия, а также периодический прогрев пласта с помощью высокотемпературного источника, размещенного в непосредственной близости к объекту воздействия. Предлагается [1] осваивать месторождения высоковязкой нефти вертикальными скважинами с бурением дополнительного бокового ствола, причём и вертикальный, и боковой ствол вскрывают один и тот же нефтенасыщенный пласт. В скважины спускается малогабаритное глубинно-насосное оборудование, например, так, чтобы насос располагался в боковом стволе (рисунок). Реализация интенсивного газодинамического воздействия с применением скважинных газогенерирующих устройств предусматривает применение высокотемпературного источника и горюче-окислительных составов (ГОС), доставляемых на забой вертикального ствола на геофизическом кабеле или порожних насосно-компрессорных трубах в комплексе с пакерно-якорным устройством.



*Рис. 1. Скважина с дуальной системой стволов*