

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

А.П. Айбатова

Научный руководитель – профессор П.Н. Зятиков

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Эффективным способом вовлечения трудноизвлекаемых запасов в разработку является бурение горизонтальных скважин. К преимуществам горизонтальной ориентации относятся существенное снижение количества проектируемых скважин на месторождении, увеличение дебита за счет расширения области дренирования, вовлечение в разработку запасов труднодоступных участков пласта, разработка залежей высоковязкой нефти и битумов, тонких нефтяных пропластков, имеющих обширную газовую шапку и подошвенную воду и т.д. [1].

В этом свете весьма актуальным становится проведение качественных гидродинамических исследований (ГДИ), которые на текущий момент являются одним из самых доступных способов получения параметров работы системы «скважина-пласт». Однако же если для инженера-технолога горизонтальные скважины без сомнения являются мечтой, то интерпретатора ГДИ они своего рода кошмар. Причина постфактум достаточно очевидна: реальность гораздо сложнее модели. Согласно общепринятым канонам при исследовании горизонтальных скважин на неустановившихся режимах фильтрации выделяют три основных типа притока (рис. 1) [3]:

1. начальный радиальный приток в вертикальной плоскости пласта;
2. линейный приток из пласта к стволу скважины;
3. поздний радиальный приток в горизонтальной плоскости пласта.

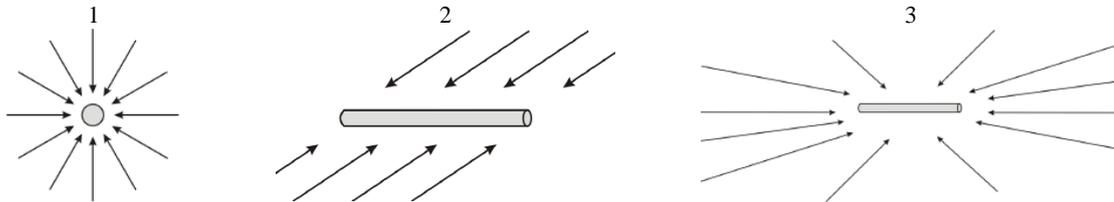


Рис. 1 Основные режимы притока к горизонтальному стволу скважины

Однако такое чередование происходит в случае довольно высокой проницаемости по вертикали, тогда геометрический скин-фактор отрицателен, и вторым режимом течения является линейный приток от верхней и нижней границ. При низкой вертикальной проницаемости геометрический скин-фактор является положительным, а поведение второго режима потока будет аналогично сферическому течению (рис. 2).

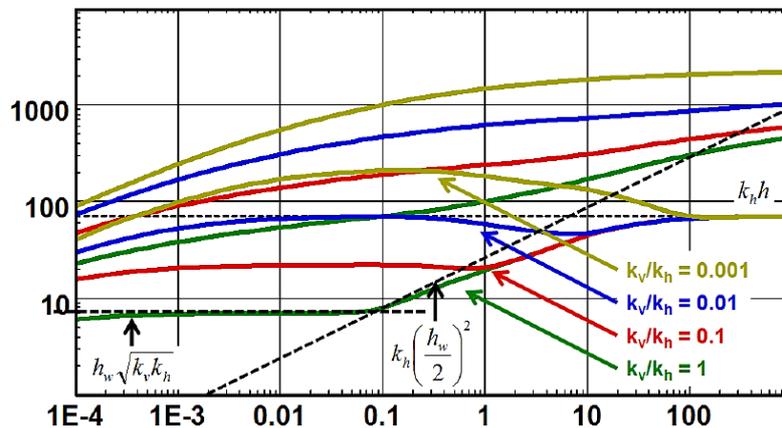


Рис. 2 Зависимость вида диагностического графика от соотношения вертикальной и радиальной проницаемости [2]

На приведенном выше диагностическом графике представлены идеальные модели притока к горизонтальному стволу, когда однозначно можно выделить участки стабилизации производной, соответствующие раннему и позднему радиальному режимам течения. Действительность же гораздо сложнее: ранний радиальный приток, как правило, скрыт эффектом влияния объема ствола скважины (ВСС), а поздний радиальный приток прослеживается на очень значительном расстоянии от скважины, и может быть не достигнут за период исследования. Без однозначных участков стабилизации невозможно достоверно оценить ни один из параметров, характеризующих пласт или призабойную зону.

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В связи с вышеизложенным одним из эффективных способов исследования горизонтальных скважин является анализ добычи (АД) - оценка падения производительности скважин на основе долговременного стационарного мониторинга давления на забое и дебита.

Метод анализа добычи является с одной стороны хорошим дополнением традиционным методам анализа ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации (КВД, КВУ, КПУ), так и самостоятельным инструментом, позволяющим провести оценку параметров пласта и скважины. Список параметров пласта и скважины, оцениваемых при проведении интерпретации методом Анализа добычи аналогичен списку оцениваемых параметров, получаемых при интерпретации традиционных ГДИС на неустановившихся режимах фильтрации. В таблице 1 представлено сравнение достоинств и недостатков традиционных методов анализа и Анализа добычи.

Таблица 1

Общие черты и различия методологий ГДИС и АД

	Гидродинамические исследования скважин (ГДИС)	Анализ Добычи (АД)
Теоретические основы	Аналогичные уравнения, принцип суперпозиции	аналитические и численные модели
Временной диапазон	Часы, дни, недели	Недели, месяцы, годы
Источники данных	Данные ГДИС Пластоиспытатели Стационарные скважинные датчики	Измеренная добыча Замеры давления на поверхности Стационарные скважинные датчики
Исследуемая область пласта	Объем исследования достигнутый во время остановки скважины	Область дренирования скважины или группы скважин
Основные достоинства	Высокая информативность результатов	Отсутствие необходимости остановки работы скважины для проведения исследования – нет потерь по добыче
Основные недостатки	Потери при добыче Затраты на проведение замеров Большая длительность исследования в низкопроницаемых коллекторах	Меньшая точность результатов Необходимость оборудования скважин стационарными глубинными манометрами или ТМС

Так же было проведено практическое сравнение результатов интерпретации АД и КВД. Полученные в рамках этих исследований параметры скважины были сопоставлены между собой (табл. 2, рис. 3).

Таблица 2

Сравнение результатов исследований

Вид ГДИС	Δt час	Рпл (ВДП), кгс/см ²	k , мД	Скин-фактор
КВД ТМС	162.6	114.80	5.20	-4.56
АД	7592	120.52	5.33	-4.34

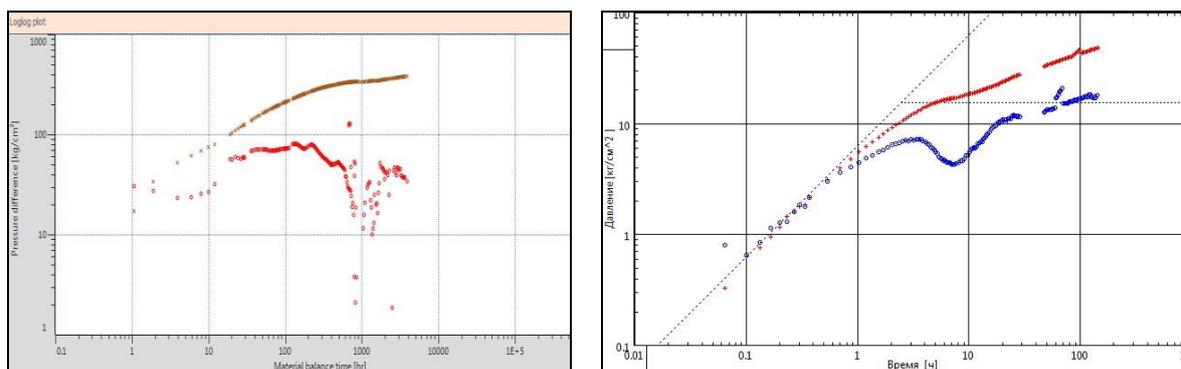


Рис 3. Сопоставление диагностических графиков АД (слева) и КВД (справа)

По результатам сопоставления можно говорить о достаточной сходимости значений параметров. Значения kh и скин-фактора, полученные в результате анализа добычи, как правило, несколько уступают в точности результатам классических ГДИС (КВУ, КВД). Основная причина – низкое качество входной информации (низкая разрешающая способность ТМС, редкие замеры дебита и т.д.).

Литература

1. Каешков И.С., Кременецкий М.И. Оценка пластового давления в многоскважинных системах по комплексу технологий «decline analyze» и циклических гдис // Материалы 12-й научно-технической конференции. – Томск: Изд-во Том. ун-та, 2013. – 102 с.
2. Узе О., Витуря Д., Фьярэ О. Анализ динамических потоков – выпуск 5.12.01. – Карра, 2017. – 743 с.
3. Эрлагер Р.мл. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512 с.