

## ВЛИЯНИЕ РАЗНИЦЫ ПЬЕЗОПРОВОДНОСТИ ГАЗОВОЙ ШАПКИ И НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ НА ПРОЦЕСС ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Шульгин П.А.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, e-mail: shulgin\_p\_a@mail.ru

---

### Аннотация

В двадцать первом веке значительные перспективы прироста запасов газа и жидких углеводородов связаны с нефтегазоконденсатными залежами. Для таких коллекторов характерна малая мощность нефтяных оторочек, вследствие чего разработка нефти ведется горизонтальными скважинами. В таких условиях гидродинамические исследования скважин на неустановившихся режимах являются сегодня наиболее информативным и ценным методом определения параметров нефтегазоконденсатных пластов. Выполнить анализ результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин крайне трудно. Усложняют интерпретацию ГДИС следующие факторы: вторжение газа в нефтяную часть, нефти в газовую, перераспределение давления и проницаемости в пласте по вертикали и т.д. Специалиста по гидродинамическим исследованиям может ввести в заблуждение проявление тех или иных эффектов на производной Бурде. Было выдвинуто предположение, что указанные выше проблемы при анализе ГДИС может решить трехмерное моделирование пластовых систем. Ввиду того, что в трехмерные модели закладываются геологическое строение коллектора, перераспределение флюидов, а также моделируется пространственная фильтрация нефти, газа и воды, вероятнее всего, возможно с помощью таких моделей объяснить поведение кривой производной Бурде, характеризующей параметры скважины и продуктивного пласта.

Ключевые слова: Гидродинамические исследования скважин, кривая восстановления давления, производная Бурде, пьезопроводность, гидродинамическая модель, горизонтальная скважина, газовая шапка, нефтяная оторочка

## INFLUENCE OF DIFFERENCES IN THE PIEZOCONDUCTIVITY OF A GAS CAP AND OIL SUMMARY ON THE PRESSURE RECOVERY PROCESS

Shulgin P.A.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Tyumen Industrial University, Tyumen, e-mail: shulgin\_p\_a@mail.ru

---

### Annotation

In the twenty-first century, significant prospects for the growth of gas and liquid hydrocarbon reserves are associated with oil and gas condensate deposits. Such reservoirs are characterized by a small thickness of oil fringe, as a result of which the development of oil is carried out by horizontal wells. In such conditions, well testing is the most informative and valuable method for determining the parameters of oil and gas condensate reservoirs. It is extremely difficult to analyze the results of horizontal wells well testing. The following factors complicate the interpretation of well testing: gas intrusion into the oil part, oil into the gas, redistribution of pressure and permeability in the formation vertically, etc. A specialist in hydrodynamic research may be misled by the manifestation of certain effects on the Bourdet derivative. It has been suggested that the above problems in the analysis of well testing can be solved by three-dimensional modeling of reservoir systems. Due to the fact that the geological structure of the reservoir, the redistribution of fluids, as well as the spatial filtration of oil, gas and water are embedded in three-dimensional models, it is most likely possible to explain the behavior of the Bourdet derivative curve characterizing the parameters of the well and the reservoir using these models.

Keywords: Well testing, build-up curve, Bourdet derivative, piezoconductivity, hydro dynamic model, horizontal well, gas cap, oil fringe

**Введение.** При интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальной скважины, вскрывшей нефтегазоконденсатный коллектор, траектория которой проходит вблизи газо-нефтяного контакта отмечается участок производной Бурде, который можно ошибочно принять за проявление двойной-пористости коллектора, так называемый «провал» производной [1]. Для того чтобы избежать ошибок при интерпретации необходимо знать физическое обоснование данного «провала».

**Цель исследования.** Определение причины появления «провала» на производной Бурде. Установление условий терригенного коллектора, когда радиальный режим не будет искажен влиянием газовой шапки.

**Материал и методы исследования.** Используются теоретические и практические разработки в области газодинамических исследований скважин [2,3,4].

В случае с горизонтальной скважиной, вскрывшей нефтяную оторочку вблизи газо-нефтяного контакта, данный «провал» предположительно характеризует переход от газовой части в нефтяную, для которых характерна разная пьезопроводность.

Изменение давления в коллекторе в общем виде можно описать уравнением пьезопроводности [5] (формула 1).

$$\frac{\partial p}{\partial t} = 0.0002637 \cdot \frac{k}{\varphi \cdot \mu \cdot c_t} \cdot \nabla^2 \cdot p \quad (1)$$

где  $dp/dt$  – изменение давления,  $k$  – фазовая проницаемость,  $\varphi$  – пористость,  $\mu$  – вязкость,  $c_t$  – общая сжимаемость системы,  $\nabla^2 \cdot p$  – оператор Лапласа.

Приведенное уравнение показывает, что в малом объеме породы давление изменяется во времени, как функция локального градиента давления вокруг этого малого объема.

$k/\varphi \cdot \mu \cdot c_t$  – коэффициент пьезопроводности. При отличии коэффициента пьезопроводности на порядок и более в пределах залежи можно увидеть «прогиб» производной в пределах 1-1.5 логарифмических циклов.

В рамках работы создана секторная модель нефтегазоконденсатного пласта (рисунок 1).

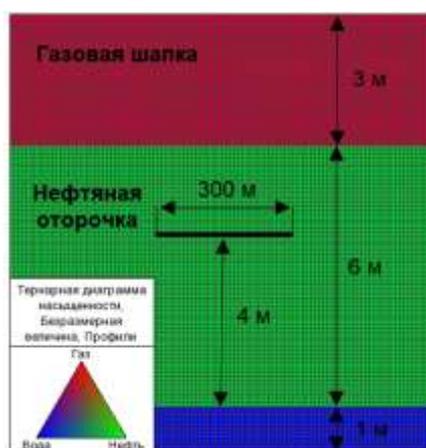


Рисунок 1 – Секторная модель нефтегазоконденсатного пласта

Размерность модели  $100 \times 100 \times 100$  ячеек. Размер ячейки  $10 \times 10 \times 0.1$  м. Пластовое давление на глубине водонефтяного контакта задано 250 бар. Пористость пласта – 10%, проницаемость по латерали – 100 мД, по горизонтали – 10 мД. Насыщенность ГШ и НО газом и нефтью соответственно 80%. Длина горизонтального ствола (ГС) - 300 м, толщина НО - 6 м, толщина ГШ - 3 м, расстояние от ВНК до ГС - 4 м.

Характеристики пласта и коэффициенты пьезопроводности газовой шапки (ГШ) и нефтяной оторочки (НО) представлены в таблице 1:

Таблица 1 – Оценка пьезопроводности газовой шапки и нефтяной оторочки

	Рпл начальное, бар	Прониц. эфф., м <sup>2</sup>	Пористость, д.ед.	Вязкость, Па*с	Сжимаемость флюида, 1/Па	Сжимаемость породы, 1/Па	Сжимаемость воды, 1/Па	So	Sg	Sw	Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с
Газовая шапка	250.93	9E-14	0.1	2.2E-05	3.9E-08	4.934E-10	4.1E-10	0	0.8	0.2	1.3
Нефтяная оторочка	251.17	7E-14	0.1	2.0E-03	7.3E-09	4.934E-10	4.1E-10	0.8	0	0.2	0.05

Пьезопроводность ГШ в 26 раз больше НО. Для того чтобы снизить пьезопроводность ГШ до уровня НО, латеральная и горизонтальная проницаемости ГШ уменьшены в 26 раз.

Итак, получены две модели: с разной пьезопроводностью ГШ и НО, а также с одинаковой пьезопроводностью. Модели рассчитаны в ПО tNavigator. В обоих моделях скважина работает 1 день с дебитом нефти 230 м<sup>3</sup>/сут (газ ГШ не успевает прорваться в скважину), а после в течение 3 дней происходит восстановление давления.

**Результаты исследования и их обсуждение.** По результатам расчетов произведено сравнение производных Бурде (рисунок 2).

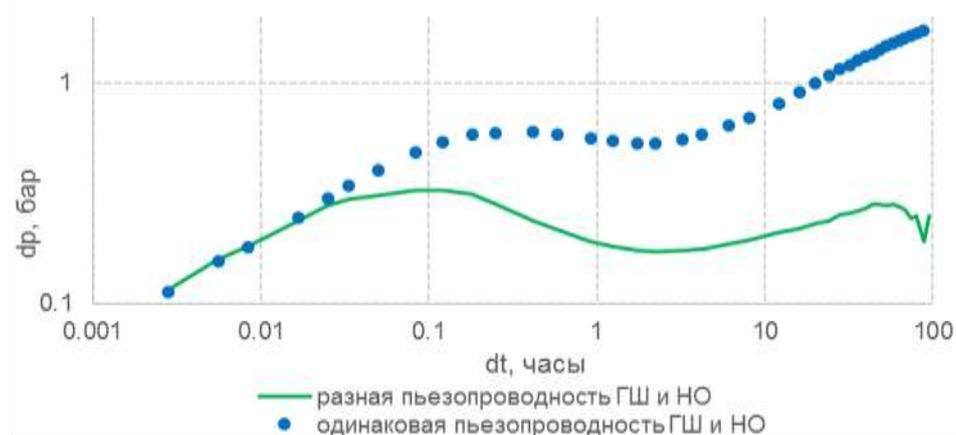


Рисунок 2 – Сравнение производных Бурде

При разных значениях пьезопроводности действительно появляется провал производной после 20 минут работы скважины. В случае если коэффициенты пьезопроводности равны, «провала» нет.

**Заключение.** Проведенная работа показывает, насколько сильно может видоизменить производную отличие пьезопроводности разных участков пласта. Для того чтобы правильно провести интерпретацию ГДИ горизонтальной скважины, вскрывшей нефтегазоконденсатный коллектор, необходимо использовать секторные или полномасштабные трехмерные фильтрационные модели.

### **Список литературы**

1. Зейн Аль-Абидин М. Д., Сохошко С. К., Саранча А. В., Кочерга Н. П. Особенности интерпретации кривых восстановления давления, полученных в горизонтальных нефтяных скважинах в нефтегазоконденсатных коллекторах // Нефть и газ. 2015. №5. С. 45-47.
2. Вафин Р.Ф., Тухватуллин Р.К., Мисолина Н.А. Гидродинамические методы исследования нефтяных скважин. Казань.: Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 2012. 40 с.
3. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М., Синцов И.А. Разработка решения для учета влияния непроницаемых границ на производительность горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. 2011. № 8. С. 78–81.
4. Деева Т.А., Камартдинов М.Р., Кулагина Т.Е., Мангазеев П.В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных. Томск: Томский политехнический университет. 2009. 243с.
5. Узе, О., Витура Д., Фьярэ О. Анализ динамических потоков: теория и практика интерпретации данных ГДИС и анализа добычи, а также использование данных стационарных глубинных манометров. М.: KARPA Inc., 2008. 359с.