

Г.Г. Куштанова

Казанский государственный университет.  
Galya.Kushtanova@ksu.ru

## ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕРМОГРАММ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ

Неравномерная выработка пластов приводит к появлению перетоков в остановленной скважине и на режиме малых дебитов. Рассматриваются модельные термограммы трехпластовой системы в газовой скважине с перепущенными насосно-компрессорными трубами. Обсуждаются возможности интерпретации термограмм, зарегистрированных в насосно-компрессорных трубах, определения направления потоков в затрубном пространстве, поглощающего пласта, соотношения пластовых давлений.

Наиболее часто применяемой схемой подземного оборудования газовых скважин является схема с насосно-компрессорными трубами (НКТ), перепущенными ниже самого нижнего пласта (Рис. 1). Разработанные методы получения информации из термограмм (соотношение дебитов пластов, депрессии, качественный состав флюида отдельных пластов) относятся, как правило, к случаю поднятых НКТ. При перепущенных насосно-компрессорных трубах измерению глубинными термометрами доступна лишь температура смеси, протекающей в них. Поэтому, несомненно, представляет интерес исследование особенностей отражения температуры затрубного пространства на термограмме, зарегистрированной в НКТ. Эти работы проводились в КГУ в группе А.И. Маркова.

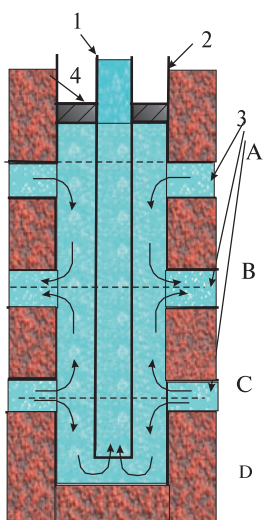
Распределение температуры в продуктивной толще газовой скважины с перепущенными НКТ описывается следующей системой уравнений (Куштанова, 2003).

$$c_p Q_1 \left( \frac{\partial T_1}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial P_1}{\partial x} + \frac{A}{c_p} \right) = -K_T (T_1 - T_2)$$

$$c_p Q_2(x) \left( \frac{\partial T_2}{\partial x} + \varepsilon \frac{\partial P_2}{\partial x} + \frac{A}{c_p} \right) = K_T (T_1 - T_2) + K_T' (T_0 - T_2) + c_{pB} G (T_B - T_2)$$

$$Q_1 = const, \quad \frac{dQ_2}{dx} = G,$$

где  $T$  – температура,  $P$  – давление,  $x$  – вертикальная координата,  $c_p$  – удельная изобарная теплоемкость газа,  $\rho$  – плотность газа,  $w$  – скорость движения газа,  $D$  – эквивалентный диаметр канала,  $g$  – ускорение свободного падения,  $\lambda$  – коэффициент трения,  $K_T$  – коэффициент теплопередачи между потоками в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве,  $K_T'$  – коэффициент теплообмена потока в затрубном пространстве с массивом горных пород, индексы 1, 2, в – относятся соответственно к пространству



коэффициент трения,  $K_T$  – коэффициент теплопередачи между потоками в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве,  $K_T'$  – коэффициент теплообмена потока в затрубном пространстве с массивом горных пород, индексы 1, 2, в – относятся соответственно к пространству

Рис. 1. Схема подземного оборудования скважин и направлений потоков (1- насосно-компрессорные трубы, 2- обсадная колонна, 3 - пласты, 4 - пакер, стрелками показаны направления потоков, СВ- интервал прямого тока, АВ и CD интервалы противотока).

НКТ, затрубному и к параметрам газа, поступающего с боковой поверхности скважины, т.е. из пласта. Дебит потока и поглощения определяется по формуле

$$G = KH(P_K^2 - P_3^2)$$

где  $K$  – коэффициент продуктивности,  $H$  – толщина пласта,  $P_K, P_3$  – давления соответственно на контуре и на забое пласта.

Значение температуры флюида на выходе из пласта вычисляется по соотношению

$$T_e = T_r + \varepsilon_{эф} (P_K - P_3)$$

где  $\varepsilon_{эф}$  – эффективный коэффициент Джоуля-Томсона (Куштанова, 2003).

Если в процессе разработки месторождения пласты выработываются неравномерно, то со временем разница в давлениях отдельных пластов отклонится от гидростатической и могут начаться межпластовые перетоки. В том случае, когда пласты гидродинамически сообщаются, такие перетоки должны быть кратковременны, так как они собственно связаны лишь с перераспределением давлений в пределах воронки депрессии. Однако на ряде месторождений, представленных продуктивными горизонтами с гидродинамически разобщенными, изолированными пластами, длительная выработка может привести к существенному изменению пластовых давлений в соответствии с их фильтрационными свойствами. Чрезвычайно важно использовать существование таких стабильных перетоков на отдельных режимах для контроля неравномерной выработки пластов с помощью термометрии.

Наличие или отсутствие перетоков на некоторых режимах эксплуатации зависит от наложенных депрессий. Как правило, скважина эксплуатируется на режиме, при котором все пласты являются газоотдающими. При этом большая массовая теплоемкость потока в трубах резко снижает информативность термограмм. Для ее сохранения необходимо использовать режим малых дебитов, соизмеримых с дебитом перетока.

Качественно анализирую направление и сочетания потоков во всех возмож-

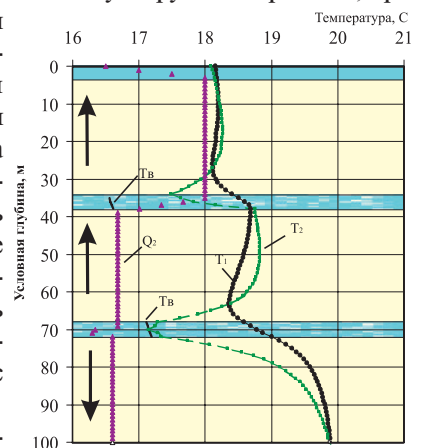


Рис. 2. Термограммы трехпластовой системы с верхним поглощающим пластом.

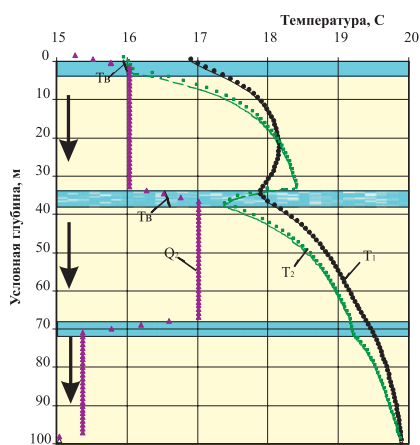


Рис. 3. Термограммы трехпластовой системы с нижним поглощающим пластом

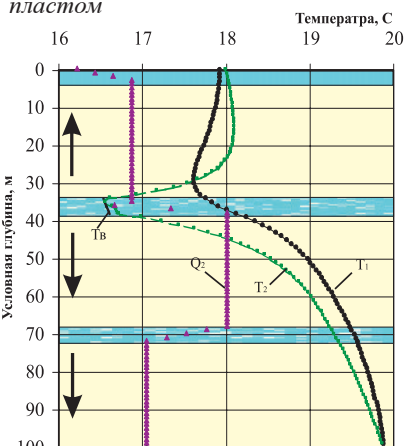


Рис. 4. Термограммы трехпластовой системы с верхним и нижним поглощающими пластинами.

ность. Модельные термограммы в НКТ и затрубном пространстве изображены на рис.2 – 5. Конец НКТ на глубине 100 м. Там же приведен дебит в в затрубном пространстве, но шкала не указана, поскольку в данном случае это не существенно, следует лишь иметь ввиду, что дебит по НКТ постоянен и равен дебиту в затрубном пространстве на отметке 100 м. Направление потока в затрубном пространстве указано стрелочками, в НКТ – оно всегда вверх.

Из графиков видно, что на термограмме в НКТ работающие пласты характеризуются понижением температуры, особенно верхние, заметны площадки калориметрического смешивания. Однако за счет движения газа, условий теплообмена, площадки несколько смещены относительно их истинного положения.

Необходимо отметить также, что на участках противотока (направления потоков в двух каналах противоположны) термограмма выпукла относительно оси

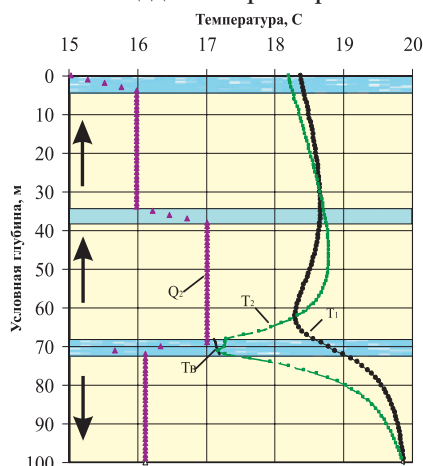


Рис.5. Термограммы трехпластовой системы с верхним и средним поглощающими пластинами.

ных случаях расположения поглощающих и газоотдающих пластов, приходим к выводу, что все они являются комбинациями основных случаев трехпластовой системы.

Все дальнейшие расчеты проводились при следующих параметрах: давление в поглощающем пласте 14 МПа, в работающих – по 16 МПа, коэффициенты продуктивности пластов 320 и 160 м<sup>3</sup>/сут МПа<sup>2</sup> соответственно,  $\epsilon = -2.3$  К/МПа. Температура пород предполагается линейной с градиентом 0.02°C/м и равной 20°C на глубинной отметке 100 м.

Рассмотрим какой вид будет иметь термограмма при эксплуатации скважины с малым дебитом и какова ее информативность.

При прямомотоке (направления потоков в двух каналах совпадают) – вогнута, разница температур резко убывает по направлению движения и может даже под влиянием теплообмена с породами сменить знак. Величина градиента температуры по глубине зависит от соотношения дебитов. Отмеченные особенности необходимо использовать при интерпретации результатов промысловых исследований.

В качестве примера рассмотрим результаты исследования скважины 590-Д Оренбургского месторождения (измерения Десятков В.К.) приведенные на рис. 6. Термограмма T<sub>1</sub> записана через 53 часа после остановки скважины. Рельефность термограммы свидетельствует о наличии перетока газа. Качественно она повторяет термограмму T<sub>2</sub> рис.2, поэтому было сделано предположение о наличии нижнего поглощающего пласта. Термограмма T<sub>2</sub> записана через 3 часа после пуска скважины в работу с дебитом 30 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Она полностью скопировала кривую, что является свидетельством сохранения схемы перетоков и поглощения. Кроме того, температура по толщине нижнего пласта реагирует на увеличение депрессии, значит, не он является поглощающим, а забой скважины. Термограмма T<sub>3</sub> зарегистрирована через 21 час после пуска скважины в работу с дебитом 350 тыс.м<sup>3</sup>/сут. Данные этого замора говорят, что поглощение прекратилось, так как температура на забое резко уменьшилась.

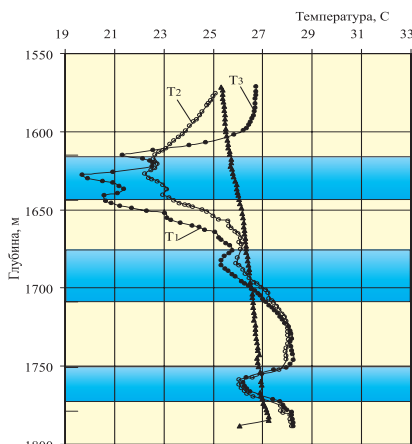


Рис.6. Термограммы скважины 590-Д Оренбургского газоконденсатного месторождения.

определить рамки пластовых давлений.

Созданные модели позволяют уменьшить неоднозначность в интерпретации результатов термогазодинамических исследований. На их основе был разработан способ исследования скважин, защищенный авторским свидетельством (Десятков, 1983) Создана компьютерная программа с дружественным интерфейсом, вычисляющая по заданным параметрам температуру в НКТ и затрубном пространстве с демонстрацией термограмм на экране, позволяющая исследовать монопластовые системы. Разработанная программа может служить тренажером, помощником интерпретатора, поставляющим базовые образцы. Сопоставление экспериментальных и модельных термограмм предоставляет возможность определять интересные параметры.

### Литература

Куштанова Г.Г. Температурный контроль разработки месторождений нефти и газа. – Казань: ЗАО «Новое знание», 2003.  
А.С. 1184929 СССР. Способ определения параметров пластов с различными пластовыми давлениями, вскрытых единым фильтром / Десятков В.К., Марков А.И., Куштанова Г.Г. Приор.,1983